

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID  
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**TRABAJO FIN DE GRADO**  
GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

---

**Sistema De Energía Solar Fotovoltaica  
Conectado A Red Para Generación**

AUTOR: CARLOS CENAMOR GÓMEZ

DIRECTOR: MANUEL ANTOLÍN ARIAS

En Leganés, a 05 de septiembre de 2012



En los momentos de crisis,  
sólo la imaginación es más  
importante que el  
conocimiento





## AGRADECIMIENTOS

A mis compañeros de clase, ya que junto a ellos he compartido momentos inolvidables, y que con su apoyo y colaboración la carrera se hace mas amena.

A mis amigos, que con las juergas ayudan a desconectar y a salir para cambiar de aires.

A mi director de TFG, que me ha guiado en todo momento en la realización de éste trabajo y que sin su ayuda no hubiera sido posible.

A mis padres, por apoyarme en todo momento y enseñarme que en la vida las cosas se consiguen con esfuerzo y trabajo.

A mi hermano, que siempre está ahí para todo, sea cuando sea, esté donde esté, y haga lo que haga.

Y por último, y de modo muy especial, a ti, Estela, quiero agradecerle todo lo que ha hecho por mi, y lo que esta haciendo, sin su ayuda no hubiera conseguido ni la mitad de lo que he conseguido este último año. Sin ella, este trabajo no hubiera sido lo mismo, es única. Gracias, te quiero.



## INDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	7
1.1. Energía solar .....	8
1.2. Células fotovoltaicas .....	9
1.3. Instalaciones solares fotovoltaicas .....	10
1.3.1. Tipos de instalaciones fotovoltaicas .....	10
1.3.2. Ventajas de las instalaciones fotovoltaicas .....	12
2. MEMORIA .....	14
2.1. Objetivo .....	14
2.2. Localización .....	14
2.3. Normativa aplicable .....	15
2.4. Características de la instalación .....	16
2.4.1. Módulo fotovoltaico .....	16
2.4.2. Inversor .....	19
2.4.3. Estructura soporte .....	26
2.4.4. Cableado .....	34
2.4.5. Protecciones .....	39
2.4.6. Puesta a tierra .....	45
2.4.7. Contadores .....	47
2.4.8. Centro de transformación .....	47
3. CÁLCULOS TÉCNICOS .....	54
3.1. Dimensionado de los módulos .....	54
3.1.1. Módulos en serie .....	55
3.1.2. Módulos en paralelo .....	57
3.2. Dimensionado del inversor .....	59
3.3. Dimensionado de la estructura soporte .....	60
3.4. Dimensionado del cableado .....	62
3.4.1. Parte corriente continua .....	62
3.4.2. Parte corriente alterna .....	66
3.5. Dimensionado de las protecciones .....	69
3.5.1. Protección entre módulos y caja de conexiones .....	70
3.5.2. Protección entre caja de conexiones y armario de CC. ....	71

3.5.3.	Protección entre armario de CC e inversor.....	71
3.5.4.	Protección entre inversor y armario de AC. ....	72
3.6.	Dimensionado de la puesta a tierra .....	72
3.6.1.	Puesta a tierra de los módulos .....	72
3.6.2.	Puesta a tierra entre caja de conexiones y armario de CC.....	72
3.6.3.	Puesta a tierra entre armario de CC e inversor .....	73
3.6.4.	Puesta a tierra entre inversor y armario de AC.....	73
3.6.5.	Puesta a tierra entre armario de AC 1 y centro de transformación.....	73
3.6.6.	Puesta a tierra entre armario de AC 2 y centro de transformación.....	73
3.6.7.	Puesta a tierra entre armario de AC 3 y centro de transformación.....	74
3.6.8.	Puesta a tierra entre armario de AC 4 y centro de transformación.....	74
3.7.	Dimensionado del centro de transformación .....	75
4.	PLIEGO DE CONDICIONES .....	77
4.1.	Objeto.....	77
4.2.	Material.....	77
4.2.1.	Módulos fotovoltaicos .....	77
4.2.2.	Inversor.....	78
4.2.3.	Estructura soporte .....	80
4.2.4.	Cableado .....	81
4.2.5.	Protecciones.....	81
4.3.	Montaje .....	82
4.3.1.	Estructura soporte .....	82
4.3.2.	Módulos fotovoltaicos .....	82
4.3.3.	Inversor.....	83
4.3.4.	Cableado .....	84
4.4.	Mantenimiento .....	85
4.4.1.	Módulo fotovoltaico .....	85
4.4.2.	Inversor.....	86
4.4.3.	Estructura soporte .....	86
4.4.4.	Cableado .....	86
4.5.	Análisis ambiental.....	86
4.6.	Estudio de la seguridad y salud.....	87
5.	PRESUPUESTO ECONÓMICO .....	89

5.1.	Presupuesto .....	89
5.2.	Análisis de la rentabilidad.....	93
5.2.1.	Valor actual neto (VAN) .....	96
5.2.2.	Tasa interna de retorno (TIR) .....	96
5.2.3.	Periodo de recuperación .....	96
6.	CONCLUSIÓN .....	97
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	98
8.	PLANOS .....	99
9.	ANEXOS.....	105

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Gráfico de producción de los diferentes sistemas de generación.....	8
Figura 2. Célula de silicio monocristalino.....	9
Figura 3. Módulo fotovoltaico.....	10
Figura 4. Esquema de un sistema conectado a red eléctrica.....	12
Figura 5. Módulo SHARP ND-R250A5 .....	17
Figura 6. Representación de la degradación del rendimiento.....	18
Figura 7. Esquema vista trasera del módulo SHARP ND-R250A5 .....	19
Figura 8. Curvas características del módulo ND-R250A5 .....	19
Figura 9. Inversor trifásico Ingeteam modelo Ingecon Sun 90 .....	21
Figura 10. Rendimiento inversor trifásico modelo Ingecon Sun.....	22
Figura 11. Esquema del inversor trifásico Ingeteam modelo Ingecon Sun .....	24
Figura 12. Esquema eléctrico del inversor trifásico Ingeteam modelo Ingecon Sun .....	24
Figura 13. Edificio prefabricado de hormigón EHC .....	25
Figura 14. Esquema del edificio prefabricado de hormigón modelo EHC-1 .....	26
Figura 15. Trayectoria recorrida por el Sol .....	27
Figura 16. Seguidor MECASOLAR modelo MS-2 TRACKER 10.....	30
Figura 17. Comparativa estructura soporte.....	32
Figura 18. Esquema del seguidor MECASOLAR MS-2 TRACKER 10.....	33
Figura 19. Tabla de Intensidades máximas admisibles, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente). ....	34
Figura 20. Factores de corrección para agrupaciones de cables unipolares instalados al aire .....	36
Figura 21. Factores de corrección para las diferentes profundidades de instalación .....	36
Figura 22. Factores de corrección para agrupaciones de cables trifásicos .....	37
Figura 23. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares .....	37
Figura 24. Cable modelo P-SUN sp .....	38
Figura 25. Tubería corrugada de doble pared modelo Ultra TP-1.....	38
Figura 26. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.....	39
Figura 27. Fusible para instalación fotovoltaica.....	42
Figura 28. Esquema de las características físicas del fusible .....	43

Figura 29. Curva característica T-I del fusible. ....	43
Figura 30. Interruptor Schneider Electric modelo LV431619 NSX250NA 2P(3P).....	44
Figura 31. Armario para instalación de las protecciones.....	45
Figura 32. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.46	
Figura 33. Contador modelo EC372 del fabricante Hager .....	47
Figura 34. Transformador Schneider Electric. ....	49
Figura 35. Esquema de los datos mecánicos del transformador.....	51
Figura 36. Edificio prefabricado de hormigón EHC-5 .....	52
Figura 37. Esquema del edificio prefabricado de hormigón modelo EHC-5 T2L .....	53
Figura 38. Esquema geométrico de los seguidores.....	61
Figura 39. Gráfico de la evolución de la producción. ....	94

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos eléctricos del módulo fotovoltaico ND-R250A5 .....	17
Tabla 2. Datos mecánicos del módulo fotovoltaico ND-R250A5 .....	18
Tabla 3. Datos eléctricos del inversor trifásico Ingecon Sun 90 .....	22
Tabla 4. Datos mecánicos del inversor trifásico Ingecon Sun 90.....	23
Tabla 5. Datos mecánicos del edificio prefabricado de hormigón modelo EHC-1 .....	25
Tabla 6. Características del seguidor MECASOLAR MS-2 TRACKER 10 .....	31
Tabla 7. Datos mecánicos del seguidor MS-2 TRACKER 10 .....	33
Tabla 8. Límites de frecuencia y tensión con tiempos de actuación .....	41
Tabla 9. Características físicas del fusible .....	42
Tabla 10. Datos eléctricos del transformador.....	50
Tabla 11. Datos mecánicos del transformador .....	51
Tabla 12. Datos mecánicos del edificio prefabricado de hormigón modelo EHC-5 .....	52
Tabla 13. Número total de módulos .....	58
Tabla 14. Medidas totales de la estructura soporte.....	60
Tabla 15. Secciones de los cables para los diferentes tramos. ....	69
Tabla 16. Secciones de los cables de protección para los diferentes tramos.....	74
Tabla 17. Módulo fotovoltaico. ....	89
Tabla 18. Inversor.....	89
Tabla 19. Estructura soporte.....	89
Tabla 20. Centro de transformación. ....	90
Tabla 21. Cableado.....	90
Tabla 22. Protecciones.....	91
Tabla 23. Detalles del montaje. ....	92
Tabla 24. Presupuesto total.....	92
Tabla 25. Datos de producción estimada.....	93
Tabla 26. Datos de partida para estudio económico.....	94
Tabla 27. Resultados. ....	95



## 1. INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía son muy diversas y los métodos de generación de electricidad están en constante evolución.

Se definen las fuentes de energía como los recursos existentes en la naturaleza de los que la humanidad puede obtener energía utilizable en sus actividades.

Las fuentes de energía suelen clasificarse en dos grandes categorías: fuentes no renovables y fuentes renovables.

Por un lado, las fuentes no renovables se caracterizan porque son limitadas y por tanto se agotan con su utilización.

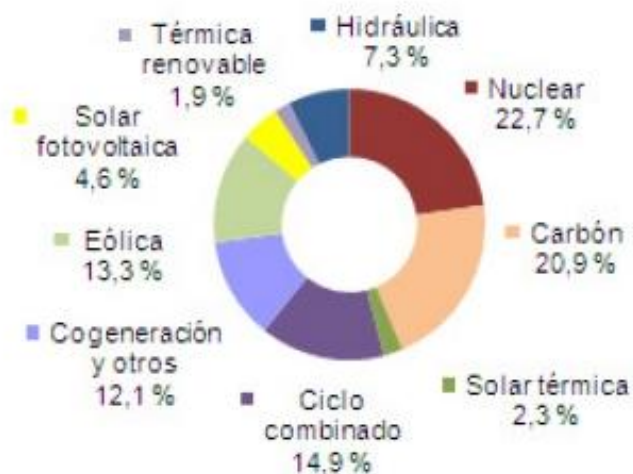
Por otro lado, las fuentes de energía renovables son aquellas que, tras ser utilizadas, se pueden regenerar de manera natural o artificial. Además, algunas de estas fuentes renovables, como el agua, están sometidas a ciclos, como el hidrológico, que se mantienen de forma más o menos constante en la naturaleza.

Las fuentes de energía renovables están ganando importancia día a día. De hecho, durante el mes de julio de 2012, la generación procedente de fuentes de energía renovable ha representado el 29,4 % de la producción total, porcentaje superior al registrado en julio del 2011, que fue del 28,1 %.

Entre las fuentes de energía renovable se pueden destacar las siguientes: las mareas, cuya energía se conoce como mareomotriz; los embalses, que producen energía hidráulica; el viento, que genera energía eólica; la vegetación, de la que se extrae la energía de la biomasa; y el sol, cuya energía se denomina energía solar.

En relación con esta última, la legislación española ha promovido en los últimos años su explotación a través de subvenciones y de primas a la producción. Así, la energía solar conectada a red ha experimentado un desarrollo de carácter exponencial. En el año 2012, la producción de electricidad solar ha vuelto a batir records en julio alcanzando un 6,9 % del total, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Gráfico de producción de los diferentes sistemas de generación.



Fuente: Imagen de Energías-renovables “Electricidad en julio 2012”

### 1.1. Energía solar

La Energía solar es la que llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética (luz, calor y rayos ultravioleta principalmente) procedente del Sol, donde ha sido generada por un proceso de fusión nuclear. El aprovechamiento de la energía solar se puede realizar de dos formas: por conversión térmica de alta temperatura (sistema fototérmico) y por conversión fotovoltaica (sistema fotovoltaico).

La conversión térmica de alta temperatura consiste en transformar la energía solar en energía térmica almacenada en un fluido. Para calentar el líquido se emplean unos dispositivos llamados colectores.

Los datos de Red Eléctrica (REE) demuestran que en julio la termosolar ha cubierto el 2,3 % de la demanda, cuando en junio se quedó en el 1,9 %. El día con la punta de generación es por ahora el 10 de julio, cuando se alcanzaron 19,4 GWh generados, siendo ese mismo día a las 15:00 horas el intervalo horario de mayor generación hasta el momento, con 1.363 MWh generados, lo que supuso abastecer el 4 % de la demanda.

La conversión fotovoltaica consiste en la transformación directa de la energía luminosa en energía eléctrica. En lo que va de año la fotovoltaica ha aportado el 3,6 %. Se utilizan para ello unas placas solares formadas por células fotovoltaicas que han evolucionado considerablemente en el siglo XX.

## 1.2. Células fotovoltaicas

La primera célula solar data del año 1883, fue desarrollada por Charles Fritts, que recubrió una muestra de selenio semiconductor con oro. En 1946 se produce la primera patente de célula fotovoltaica, y en 1954 se descubre en los laboratorios Bell la sensibilidad a la luz de los semiconductores dopados con impurezas.

Desde finales de la década de 1950, la carrera espacial influyó considerablemente en el desarrollo de células solares para alimentar eléctricamente a los satélites artificiales. En 1970 se fabrica la primera célula de arseniuro de galio (GaAs), material que dominó la fabricación de células fotovoltaicas hasta la década de 1980.

Posteriormente el uso de células de silicio ha remplazado casi completamente a las de GaAs, teniendo en el mercado células de silicio monocristalino como la que se muestra en la Figura 2, de silicio policristalino y de silicio amorfo.

**Figura 2. Célula de silicio monocristalino**



**Fuente: Imagen de Solarpedia “célula solar”**

El rendimiento de estas células varía según el tipo de material que se haya utilizado en su fabricación, estando alrededor del 15 % para células fabricadas con silicio policristalino, y entre un 15 % y 21% para células fabricadas con silicio monocristalino, con un coste elevado debido a su proceso de fabricación.

El uso de estas células ha dado lugar a la fabricación de módulos fotovoltaicos, como el que se muestra en la Figura 3, que están formados por un conjunto de células conectadas entre sí, y que permiten generar electricidad por medio de la luz que incide sobre ellos.

Para conseguir unos valores de tensión y potencias adecuados a los aparatos que actualmente se fabrican es necesaria la conexión de varias células fotovoltaicas con la finalidad de obtener una tensión y corrientes requeridas por dispositivos. Es por ello que los módulos fotovoltaicos están contruidos mediante un conjunto de células solares que

están entre 20 y 60, conectándose ya sea en serie para obtener mayor tensión, o bien, en paralelo para obtener mayor intensidad.

**Figura 3. Módulo fotovoltaico**



**Fuente: Imagen de Energiayrenovables “módulos fotovoltaicos”**

### **1.3. Instalaciones solares fotovoltaicas**

La conexión de varios módulos nos permite construir lo que hoy en día se conoce por instalaciones solares fotovoltaicas, que dependiendo del tamaño generarán diferentes potencias.

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de elementos que permite suministrar energía eléctrica para cubrir las necesidades planteadas a partir de la energía procedente del sol.

#### **1.3.1. Tipos de instalaciones fotovoltaicas**

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas, las de tipo aislado y las de tipo conectada a red eléctrica.

La instalación de tipo aislada está compuesta por:

- Sistema de captación energética: compuesto por módulos fotovoltaicos que transforman la radiación solar en energía eléctrica.
- Sistema de almacenamiento: formado por un conjunto de baterías que almacenan la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación. Es muy importante dimensionar correctamente este sistema para obtener un suministro de energía eléctrica adaptado a las necesidades de cada instalación.

- Sistema de regulación: Para un funcionamiento satisfactorio de la instalación, en la unión de los paneles solares con la batería ha de instalarse un sistema de regulación de carga, que impide que la batería continúe recibiendo carga del colector solar una vez que ha alcanzado su carga máxima.
- Sistema de adaptación de corriente: Su función es adecuar las características de la energía generada a las demandadas por las aplicaciones de la instalación. Un sistema de conmutación electrónico, llamado inversor, transforma la corriente continua (CC) de las baterías en corriente alterna (AC).

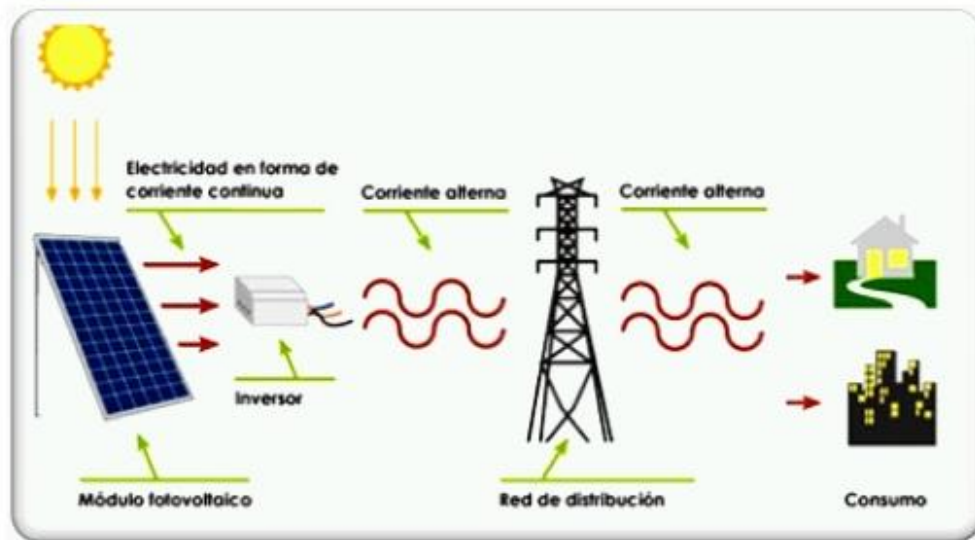
Este tipo de sistema tiene múltiples aplicaciones como pueden ser: en viviendas o equipamientos aislados, telecomunicaciones, bombeo de agua, señalización, equipos electrónicos, hasta pequeñas centrales rurales, etc.

La instalación de tipo conectada a red está compuesta principalmente por:

- Sistema de captación energética: Igual que en las instalaciones aisladas, los elementos encargados de captar la energía son los módulos fotovoltaicos que transforman la radiación solar en energía eléctrica.
- Sistema de adaptación de corriente: Formado por un sistema de conmutación electrónico, llamado inversor, que transforma la corriente continua que generan los módulos fotovoltaicos en corriente alterna.
- Sistema de evacuación de la energía: Encargado de evacuar la energía transformada por el inversor a la red eléctrica. Está formado por un centro de transformación que eleva la tensión que recibe del inversor, a la tensión que se inyecta en la red eléctrica, que dependerá del punto de conexión.

En la se puede ver un esquema gráfico de los componentes de un sistema conectado a la red eléctrica.

Figura 4. Esquema de un sistema conectado a red eléctrica.



Fuente: Imagen de Cleanergysolar “instalación fotovoltaica”

En estos sistemas conectados directamente a la red de energía eléctrica, se inyecta directamente la energía producida a la red de distribución del sistema eléctrico nacional para su consumo.

### 1.3.2. Ventajas de las instalaciones fotovoltaicas

Las ventajas fundamentales de las instalaciones de energía solar fotovoltaica permiten abrir un amplio campo de desarrollo de estos sistemas

La energía procedente del Sol es limpia, renovable y muy abundante. Además, es una energía que no contamina, a diferencia de los combustibles o de la energía nuclear

La tecnología fotovoltaica convierte directamente la energía procedente del Sol en energía eléctrica. Una instalación fotovoltaica se caracteriza por su simplicidad, silencio, su vida útil de larga duración, fácil y escaso mantenimiento y una elevada fiabilidad. Además su inversión se recupera en pocos años de funcionamiento.

Una instalación solar fotovoltaica permite instalarse en casi cualquier lugar y ser de diferentes tamaños, permite también la distribución directamente en los puntos de consumo.

Las instalaciones fotovoltaicas utilizan elementos resistentes a condiciones meteorológicas extremas como pueden ser el granizo, viento, humedad y temperaturas altas. Además, aunque la fabricación de los módulos puede generar cierta toxicidad, los controles exhaustivos que se aplican sobre los residuos producidos reducen al mínimo el impacto ambiental.

Además de todas estas ventajas, las instalaciones fotovoltaicas constituyen un tipo de tecnología que permite aumentar la potencia instalada fácilmente incorporando nuevos módulos.

## **2. MEMORIA**

### **2.1. Objetivo**

El objetivo de este trabajo fin de grado es la elaboración de un sistema solar fotovoltaico que se conecte a la red y sea capaz de generar 400 KW cumpliendo con todas las condiciones exigidas por el reglamento vigente.

La instalación, está dentro de la categoría b) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Grupo b1, subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

La potencia total del sistema es de 441 KWp, subdividido en 4 instalaciones de 110,25 KWp destinado a conseguir un equilibrio energético-económico.

También se realizará un estudio de la producción energética y de la rentabilidad económica de la instalación analizando la viabilidad del proyecto, teniendo en cuenta la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Se va a diseñar la instalación con seguidores solares, por las razones que se justificarán en su momento, pero al estar situado en el hemisferio norte no tendría inconvenientes de que la instalación fuera fija.

### **2.2. Localización**

La instalación solar fotovoltaica se ubicará en el término municipal de Palomeque (Toledo), en un emplazamiento situado en el camino de Lominchar, que une dichos municipios y a 250 metros de la Autovía de la Sagra.

El emplazamiento tiene como coordenadas, 40° 6' 3'' latitud Norte, 3° 57' 47'' longitud Oeste y tiene una altitud de 636 metros. Es una superficie amplia, separada del núcleo urbano y sin irregularidades que perjudiquen la generación eléctrica.



### **2.3. Normativa aplicable**

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.

Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.

Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

IEC/EN 61215 e IEC/EN 61730, Norma que certifica los módulos fotovoltaicos.

ISO 9001:2008, especifica los contenidos de un sistema de gestión de calidad.

ISO 14001:2004, especifica los contenidos de la gestión ambiental.

Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación

REBT, Reglamento electrotécnico para baja tensión

UNE-EN 61330, norma para los centros de transformación prefabricados

UNE 21123, norma para los cables eléctricos utilizados

UNE-EN 50.086-2-4, norma para los tubos flexibles utilizados

UNE 21428, norma para la construcción de transformadores

UNE 20460, norma para instalaciones eléctricas

CTE, código técnico de la edificación

## **2.4. Características de la instalación**

### **2.4.1. Módulo fotovoltaico**

En el mercado y laboratorios de investigación existen células y módulos solares de muy diversos tipos. Se encargan de convertir la energía solar en energía eléctrica. Los más comunes son las de silicio monocristalino, silicio policristalino y los módulos de capa fina.

Existen otros de carácter más o menos experimental, que ocasionalmente tienen rendimientos superiores pero con poca presencia en los mercados.

Las células de silicio policristalino tienen una estructura no uniforme, se fabrican en moldes rectangulares, y su coste de fabricación es menor que el del silicio monocristalino. Hoy en día, la mayor parte de los paneles solares que se comercializan están formados por células de silicio policristalino. La eficiencia de las células de policristalino hasta hace unos años era sensiblemente más baja que la eficiencia de las de silicio monocristalino. Sin embargo, el rendimiento del policristalino viene igualando en los últimos tiempos al del monocristalino. Los paneles de silicio policristalino poseen en 2012 una eficiencia de entre el 13 - 16 %, si bien se trata de valores que aumentan sensiblemente cada año.

Una célula solar típica posee en la actualidad una superficie de  $244 \text{ cm}^2$  y produce una potencia de unos 4 W con una tensión de 0.5 V y una intensidad de 7 y 8 amperios. Estos valores hacen necesario una conexión de varias células en serie.

La mayor parte de los módulos o paneles fotovoltaicos poseen entre 36 y 96 células conectadas en serie. En la primera época de las instalaciones fotovoltaicas, su aplicación principal eran las instalaciones aisladas, en las que se empleaban baterías de 12 V para el almacenamiento de la energía. En la actualidad, los módulos estándar llegan a entregar una potencia de hasta 300 W, con unos valores de tensión que rondan los 30 V.

El sistema solar fotovoltaico está formado por 4 instalaciones formadas por 9 generadores fotovoltaicos. Cada generador fotovoltaico está compuesto por 49 módulos, teniendo un total de 1764 módulos de la marca SHARP, modelo ND-R250A5 mostrado en la Figura 5.

**Figura 5. Módulo SHARP ND-R250A5**



**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (SHARP)**

El módulo tiene las siguientes características técnicas, resumidas en la Tabla 1:

**Tabla 1. Datos eléctricos del módulo fotovoltaico ND-R250A5**

<b>DATOS ELÉCTRICOS (STC<sup>1</sup>)</b>	<b>Notación</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad de medida</b>
<b>Potencia nominal</b>	P <sub>max</sub>	250	W <sub>p</sub>
<b>Tensión en circuito abierto</b>	V <sub>oc</sub>	37,6	V
<b>Corriente de cortocircuito</b>	I <sub>sc</sub>	8,68	A
<b>Tensión en el punto de máxima potencia</b>	V <sub>mpp</sub>	30,9	V
<b>Corriente en el punto de máxima potencia</b>	I <sub>mpp</sub>	8,10	A
<b>Coefficiente de rendimiento del módulo</b>	η	15,2	%
<b>Tensión de sistema máxima admisible</b>		1	KV <sub>cc</sub>
<b>Corriente inversa máxima</b>		15	A
<b>Rango de temperatura</b>		-40, +90	°C
<b>Coefficiente de temperatura</b>	P <sub>max</sub>	-0,440	%/°C
<b>Coefficiente de temperatura</b>	V <sub>oc</sub>	-0,329	%/°C
<b>Coefficiente de temperatura</b>	I <sub>sc</sub>	+0,038	%/°C

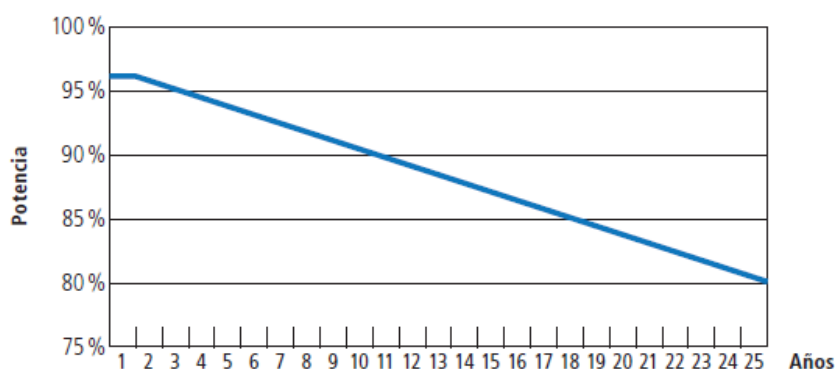
**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (SHARP)**

<sup>1</sup> STC = Standard Test Condition: irradiación de 1.000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, temperatura de la célula de 25 °C..Las características eléctricas están clasificadas dentro de ±10 % de los valores indicados de I<sub>sc</sub>, V<sub>oc</sub> y de 0 a +5 % de P<sub>max</sub> (tolerancia de medición de potencia ±3 %).

Los módulos están compuestos por 60 células en serie de silicio policristalino ( $156,5 \text{ mm}^2$ ) de alto rendimiento con coeficiente de rendimiento de 15,2 %. Se ha escogido este modelo porque presenta una mejora en las características como la capa antirreflectante para aumentar la absorción de luz, coeficiente de temperatura mejorado que reduce pérdidas de energía a altas temperaturas, alto rendimiento incluso a baja irradiación, que mejoran el rendimiento del módulo.

El fabricante nos ofrece además unas garantías de 10 años del producto, y 25 años de rendimiento lineal con un 96 % de la potencia mínima durante el primer año y una degradación del rendimiento del 0,667 % anual como se muestra en la Figura 6.

**Figura 6. Representación de la degradación del rendimiento**



**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (SHARP)**

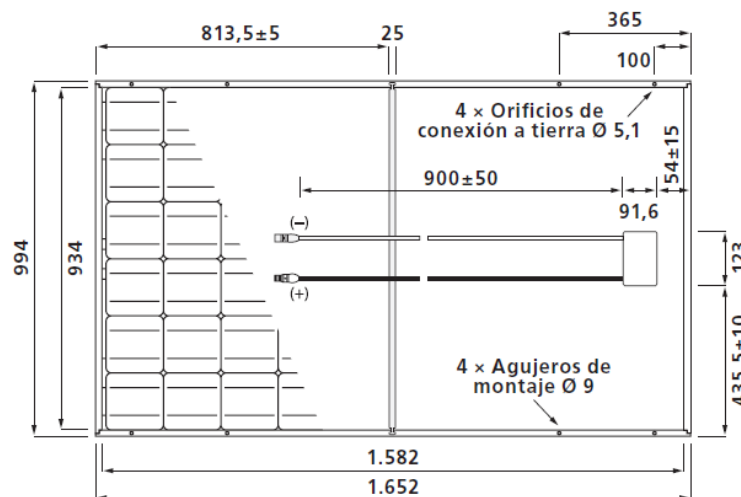
El módulo posee los siguientes datos mecánicos resumidos en la Tabla 2 y que se pueden observar en la Figura 7:

**Tabla 2. Datos mecánicos del módulo fotovoltaico ND-R250A5**

DATOS MECÁNICOS	Valor
Longitud	1.652 mm (+/-3,0 mm)
Ancho	994 mm (+/-2,0 mm)
Profundidad	46 mm (+/-0,8 mm)
Peso	19 kg
Capacidad de carga máxima	2400 N/m <sup>2</sup>

**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (SHARP)**

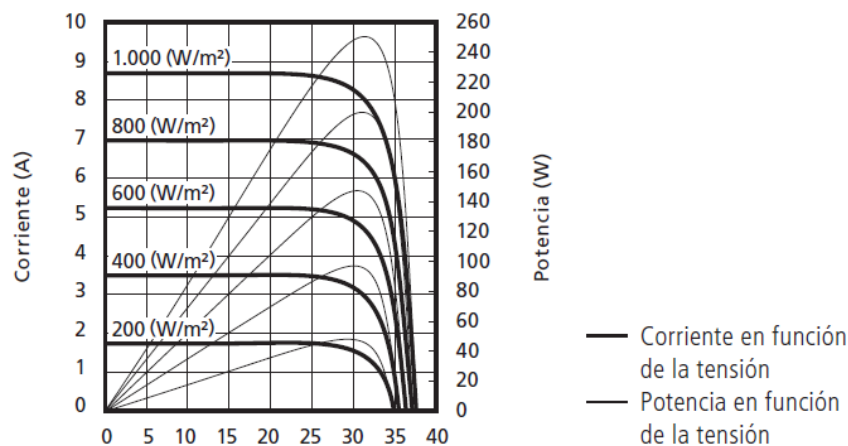
Figura 7. Esquema vista trasera del módulo SHARP ND-R250A5



Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (SHARP)

La representación de las curvas características corriente/potencia en función de la tensión con una temperatura ambiente de 25 °C se muestra en la Figura 8.

Figura 8. Curvas características del módulo ND-R250A5



Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (SHARP)

#### 2.4.2. Inversor

El inversor es un elemento esencial en una instalación conectada a red, ya que es el enlace que existe entre la instalación solar y la red eléctrica. Éste dispositivo tiene como función convertir la energía eléctrica que le proporcionan los módulos fotovoltaicos en corriente continua, en energía eléctrica de corriente alterna, es decir, es el encargado de transformar la corriente continua en una función de tipo senoidal. Además es el encargado de sincronizar la onda generada con la onda que circula por la red.

Los inversores se dividen en varias partes:

- Etapa de potencia: Esta parte es la encargada de dar la potencia deseada utilizando filtros a la salida para conseguir una baja distorsión armónica y evitar el rizado para obtener una calidad de onda dentro de los valores exigibles por la red. Las últimas tecnologías permiten utilizar los semiconductores para trabajar con altas frecuencias y así conseguir un mejor rendimiento.
- Etapa de control: Se encarga de la propia generación de la onda habitualmente basada en modulación por ancho de pulso (PWM) y de la sincronización a la red eléctrica. Ajustando la tensión, el sincronismo y la fase de la onda inyectada.
- Incorpora un sistema avanzado de seguimiento de la máxima potencia (MPP), que busca el valor de la tensión en el punto de máxima potencia a partir del valor de la tensión a circuito abierto. El circuito de control resultante, no incrementa la complejidad respecto a los usados anteriormente, se consigue con un circuito simple de control que permite maximizar la eficiencia en el seguimiento cercana al 100 %.
- Protecciones: Al ser el inversor un elemento esencial de la instalación, posee además de las protecciones que deben cumplir según la normativa europea CE una serie de protecciones para no dañar el equipo:
  - Protección contra polarización inversa
  - Protección de aislamiento
  - Protección contra fallo de la red
  - Protección para altas temperaturas
- Monitorización y visualización de datos: Actualmente los inversores incluyen software que permiten obtener y registrar parámetros fundamentales como puede ser la tensión, la intensidad, la potencia, la frecuencia..., así como parámetros que también son de gran importancia como las temperaturas de trabajo y ambientales, la radiación y que permiten tener una eficiencia óptima. Además facilitará las labores de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de cada generador

En las conexiones de pequeñas potencias trifásicas, se suelen instalar inversores monofásicos conectados en cada fase. Para sistemas más potentes se utilizan inversores

trifásicos debido a su tamaño y complejidad, mejorando así la actuación de las protecciones.

Las especificaciones técnicas de los inversores nos proporcionan información a tener en cuenta para el diseño e instalación de los generadores fotovoltaicos, dependiendo de la configuración que se seleccione y de las características de los módulos se determina el número, la potencia y la tensión de funcionamiento de los inversores.

El sistema solar fotovoltaico está formado por 4 instalaciones y en cada una de ellas se instala un inversor trifásico de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun 90 mostrado en la Figura 9.

**Figura 9. Inversor trifásico Ingeteam modelo Ingecon Sun 90**



**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Ingeteam)**

El inversor tiene las siguientes características técnicas resumidas en la Tabla 3:

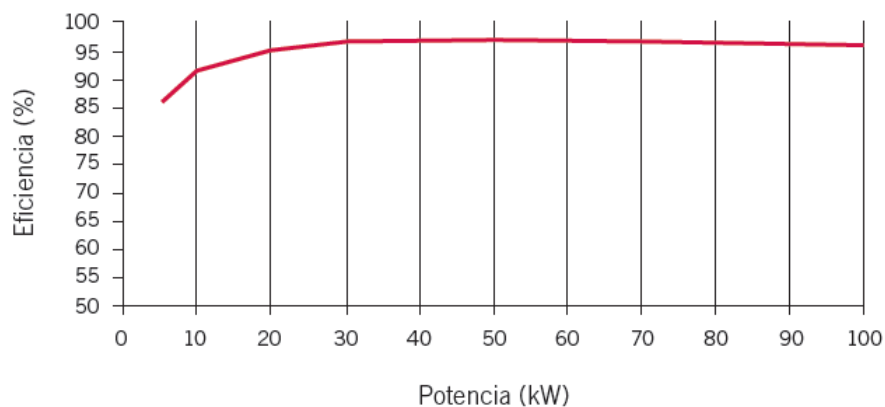
Tabla 3. Datos eléctricos del inversor trifásico Ingecon Sun 90

DATOS ELÉCTRICOS	Valor	Unidad
<b>Valores de Entrada (DC)</b>		
Rango pot. Campo FV recomendado	93 - 117	KWp
Rango de tensión MPP	405 – 750	V
Tensión máxima DC	900	V
Corriente máxima DC	234	A
<b>Valores de Salida (AC)</b>		
Potencia nominal	90	KW
Potencia máxima	99	KW
Corriente máxima	161	A
Tensión nominal	400	V
Frecuencia nominal	50/60	Hz
Coseno de phi	1	
Regulación Coseno de phi	+/- 0,9 a Pnom	
<b>Rendimiento</b>		
Eficiencia máxima	96,9	%

Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Ingeteam)

Se ha escogido este modelo de inversor, ya que cuenta con un fácil mantenimiento, y una vida útil de más de 20 años. Además posee un sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia, muy apto para la instalación. El fabricante nos da una garantía de hasta 25 años y la eficiencia es de un 96,9 % como se muestra en la Figura 10.

Figura 10. Rendimiento inversor trifásico modelo Ingecon Sun



Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Ingeteam)



Otro motivo por el que se ha seleccionado este modelo de inversor, es por que tiene incorporadas una gran variedad de protecciones cumpliendo con las normativas:

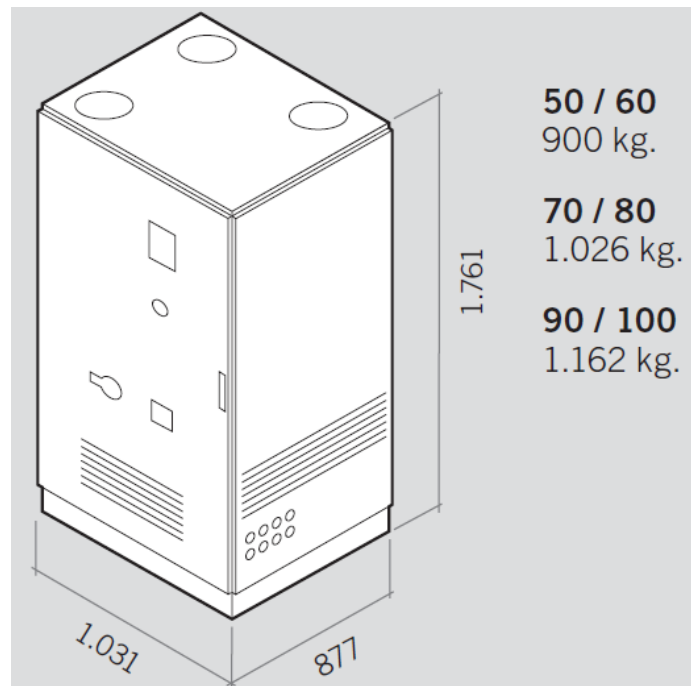
- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC
- Polarizaciones inversas
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida
- Fallos de aislamiento
- Anti-isla con desconexión automática
- Seccionador en carga DC
- Fusibles DC
- Seccionador-magnetotérmico AC
- Descargadores de sobretensiones DC
- Descargadores de sobretensiones AC

El inversor posee las siguientes características físicas resumidas en la Tabla 4, y que se pueden ver reflejadas en la Figura 11.

**Tabla 4. Datos mecánicos del inversor trifásico Ingecon Sun 90**

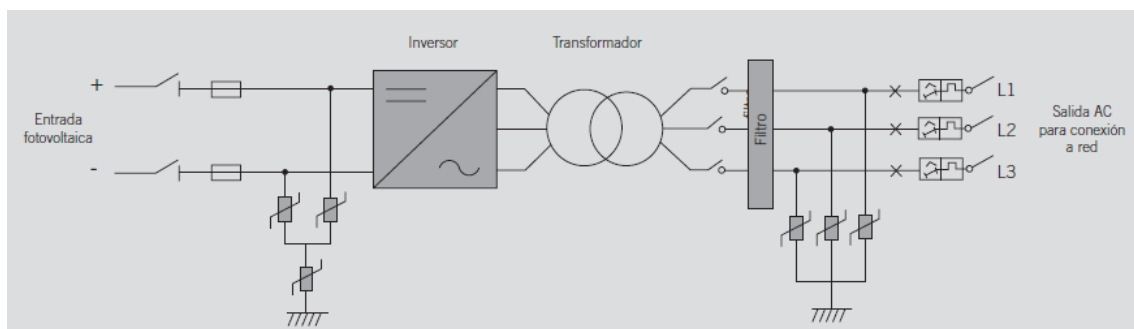
<b>DATOS MECÁNICOS</b>	<b>Valor</b>
<b>Altura</b>	1761 mm
<b>Ancho</b>	1031 mm
<b>Profundidad</b>	877 mm
<b>Peso</b>	1162 Kg

**Fuente:** Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Ingeteam)

**Figura 11. Esquema del inversor trifásico Ingeteam modelo Ingecon Sun 90**

**Fuente:** Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Ingeteam)

En el esquema eléctrico del inversor que se muestra en la Figura 12 se puede observar el aislamiento galvánico aportado por el transformador, así como el filtro que mejora la calidad de la señal.

**Figura 12. Esquema eléctrico del inversor trifásico Ingeteam modelo Ingecon Sun 90**

**Fuente:** Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Ingeteam)

El inversor está colocado dentro de edificación prefabricada de hormigón del fabricante Schneider Electric modelo EHC-1 como se muestra en la Figura 13.

**Figura 13. Edificio prefabricado de hormigón EHC**

**Fuente:** Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)

Los edificios prefabricados de hormigón de la serie EHC han sido concebidos para ser montados enteramente en fábrica, permitiendo la instalación de toda la aparamenta y accesorios que completan el centro; lo que permite garantizar la calidad de todo el conjunto (a excepción de la conexión de los cables de entrada y salida) en la misma unidad de producción.

Estos edificios cumplen con las especificaciones impuestas por el reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación y con la norma UNE-EN 61330.

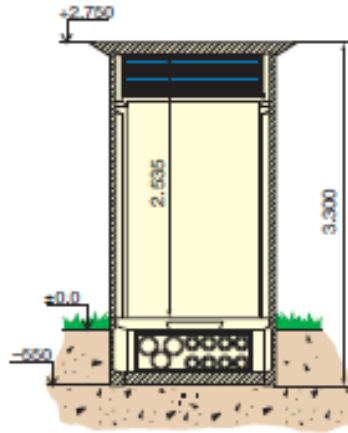
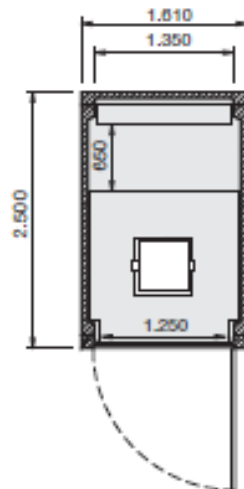
En el sistema solar fotovoltaico, se instalan 4 edificaciones de este tipo, que poseen las siguientes dimensiones que se resumen en la Tabla 5 y que se pueden ver en el esquema de la Figura 14.

**Tabla 5. Datos mecánicos del edificio prefabricado de hormigón modelo EHC-1**

<b>DATOS MECÁNICOS</b>	<b>Valor</b>
<b>Longitud total (mm)</b>	1610
<b>Anchura total (mm)</b>	2500
<b>Altura total (mm)</b>	3300
<b>Peso vacío (tn)</b>	6,5

**Fuente:** Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)

Figura 14. Esquema del edificio prefabricado de hormigón modelo EHC-1

**Sección EHC-1 S****Planta EHC-1 S**

Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)

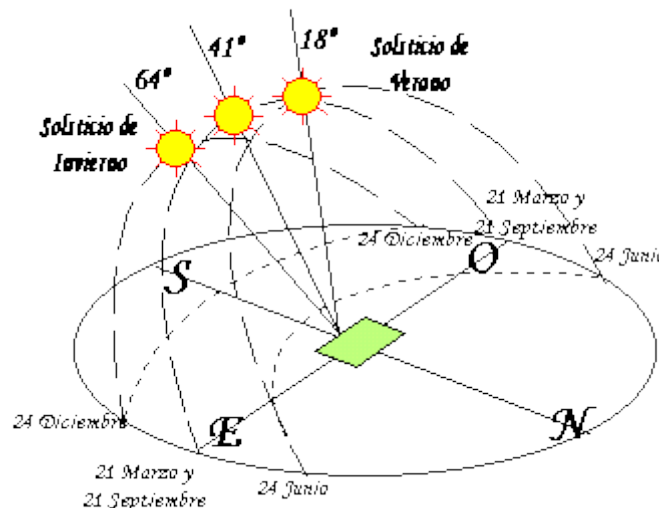
**2.4.3. Estructura soporte**

Las estructuras soporte permiten el anclaje y sujeción de los módulos proporcionando la orientación y el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, asegura la rigidez haciendo a los módulos y paneles fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos.

La estructura soporte debe cumplir con las especificaciones y normas aplicables. También debe resistir las sobrecargas de nieve, lluvia, heladas, tipo de ambiente donde se encuentra la instalación, etc. La nieve y la lluvia afectan al emplazamiento y forma del soporte de sustentación, mientras que las heladas o determinados ambientes, por ejemplo los cercanos a las costas, afectan más al tipo de materiales empleados para la construcción de las estructuras. El diseño, la construcción y el sistema de fijación deben permitir las dilataciones necesarias sin producir cargas que afecten a los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

En cuanto a la orientación, si el emplazamiento se encuentra en el hemisferio norte, ha de ser siempre al sur, sin embargo si se encuentra en el hemisferio sur, la orientación debe ser hacia el norte, pues es la única posición donde aprovechamos, de una forma total, la radiación emitida por el Sol a lo largo de todo el día.

**Figura 15. Trayectoria recorrida por el Sol**



**Fuente: Imágenes Google “movimiento del Sol”**

En la Figura 15 podemos observar la trayectoria que sigue el Sol en las diferentes estaciones del año. En invierno comprobamos que la trayectoria de la radiación es más horizontal que en verano. Es ésta la causa por la que la inclinación de los paneles fotovoltaicos suele ser grande, de tal forma que aprovechemos lo más posible la escasa radiación invernal, haciendo incidir sus rayos normalmente. Como consecuencia, se produce una pérdida en verano que podría ser compensada, si así se diseña el soporte, variando la inclinación del conjunto a un ángulo de inferior valor, volviendo a hacer incidir los rayos solares en un ángulo lo más cercano a los 90° sobre la superficie del panel solar.

Existen diversos tipos y modelos de estructuras soporte para módulos solares. Algunas de estas estructuras ya están diseñadas por los propios fabricantes, lo que facilita su diseño, elección y montaje. Puede darse el caso de que la instalación proyectada requiera de una solución no estandarizada, ya sea por tamaño forma constructiva o criterios de integración arquitectónica.

En cualquier caso, deben tenerse en cuenta aspectos relativos a resistencia de materiales, dilataciones térmicas, transferencias de cargas, estanqueidad, etc., debiendo ajustarse a las exigencias de la normativa de aplicación (véase Normativa).

Podemos hacer varias clasificaciones al hablar de soportes, pero lo más interesante es hacer las distinciones en función de su movilidad.

- Fijas. Las estructuras fijas son las más clásicas y se caracterizan por:
  - Su rapidez en el ensamblaje, debido a su peso optimizado y facilidad de transporte.
  - Reducción de los precios de transporte porque ocupan un mínimo espacio.
  - Pueden colocarse sobre cualquier tipo de terreno pero deben protegerse si están sobre el suelo por su fácil accesibilidad.
  - Tienen una alta resistencia a la climatología, pero no son muy apropiadas para instalaciones en montaña en las que la nieve puede llegar a dejarlas inmersas.
- Móviles. Son las más utilizadas para las instalaciones en huertos solares.
  - Seguidor solar de 1 eje:
    - Poseen alta flexibilidad de anclaje de los diferentes modelos y fabricantes de módulos fotovoltaicos.
    - Llegan a poder generar altas potencias alrededor de 15 KWp.
    - Tienen una ocupación mínima que redundará en una alta rentabilidad de la inversión.

- No requieren excavación ya que su cimentación es superficial
  - Alta adaptación al clima ya que poseen seguidores estacionales colocándose en la dirección del viento cuando este supera los 75 km/h y soportando hasta velocidades del viento de 140 km/h.
  - A pesar de su robustez es de fácil instalación.
- Seguidor solar de 2 ejes:
- Poseen alta flexibilidad de anclaje de los diferentes modelos y fabricantes de módulos fotovoltaicos.
  - Son capaces de incrementar la producción en más de un 35 % gracias a la programación y accionamiento de sus motores que hacen que la orientación y la inclinación de los módulos sea óptima siguiendo la trayectoria del Sol desde que sale hasta su puesta.
  - No requieren excavación ya que su cimentación es superficial, solamente se realiza una limpieza superficial de la primera capa del terreno para su posterior cimentación.
  - La programación de un PLC hace que tenga una alta adaptación a la climatología, permitiéndole actuar frente a condiciones extremas como nieve o fuertes vientos siendo capaz de soportar vientos de hasta 140 km/h.
  - La robustez garantiza una fiabilidad de la instalación, y pese a ello son de fácil instalación.
  - Tienen un reducido consumo que redundará en un menor mantenimiento.

En esta instalación la orientación del generador fotovoltaico es variable, ya que mediante los seguidores solares se sigue la trayectoria del sol. De este modo, se

maximiza la energía solar incidente sobre el generador a lo largo del año para la localidad en la que se ubica el parque. El seguidor solar orienta los paneles fotovoltaicos de forma que la radiación solar directa es en todo momento perpendicular a la superficie de los mismos, obteniéndose así la máxima producción eléctrica posible, pudiendo aumentar la producción de una instalación fotovoltaica más de un 35 %.

El sistema solar fotovoltaico está formado por 4 instalaciones idénticas, cada una de ellas con 9 seguidores, teniendo un total de 36 seguidores en todo el sistema. El seguidor utilizado es de 2 ejes del fabricante MECASOLAR modelo MS-2 TRACKER 10 mostrado en la Figura 16.

**Figura 16. Seguidor MECASOLAR modelo MS-2 TRACKER 10**



**Fuente: Web del fabricante (MECASOLAR)**

El seguidor presenta las siguientes características técnicas resumidas en la Tabla 6.



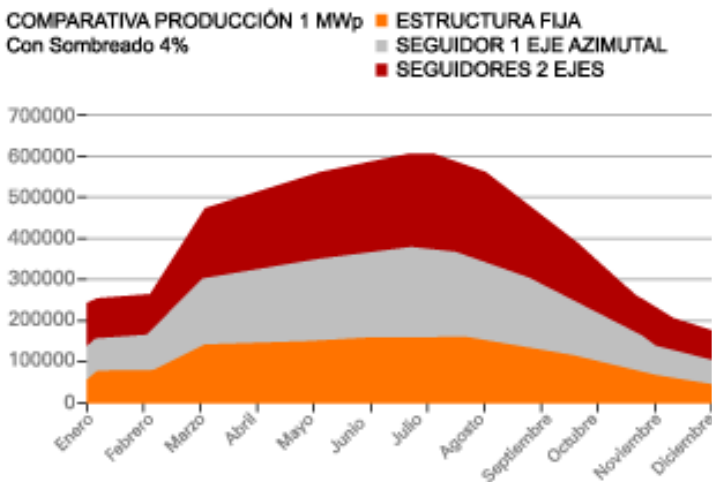
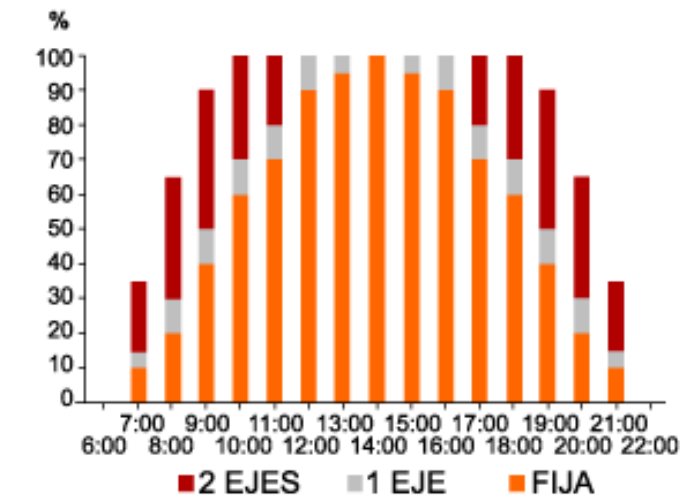
Tabla 6. Características del seguidor MECASOLAR MS-2 TRACKER 10

CARATERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Eje de seguimiento	2 EJE: Horizontal y Vertical
Superficie máxima de módulos	90 m <sup>2</sup>
Potencia fotovoltaica máxima	13,16 kWp (en función de la eficiencia de los módulos)
Accionamiento azimuthal	Mediante motoreductor y corona dentada
Ángulos de giro azimuthal	Eje vertical: -120° a +120°
Accionamiento inclinación	Gato Mecánico de accionamiento eléctrico
Inclinación motorizada	Regulable de 0° a 60°
Consumo de motor	100 kWh/año
Alimentación de servicio a motor	380 V Trifásico

Fuente: Características elaboradas por el fabricante (MECASOLAR)

Se ha escogido este tipo de seguidor por sus ventajas entre las que destaca su incremento de productividad en más de un 35 % como se puede ver reflejado en la Figura 17. Comparativa estructura soporte, y además por su flexibilidad, que nos permiten maximizar la rentabilidad de la inversión.

Figura 17. Comparativa estructura soporte



Fuente: Características elaboradas por el fabricante (MECASOLAR)

El seguidor posee las siguientes características físicas que se muestran resumidas en la Tabla 7 y que pueden visualizarse en la

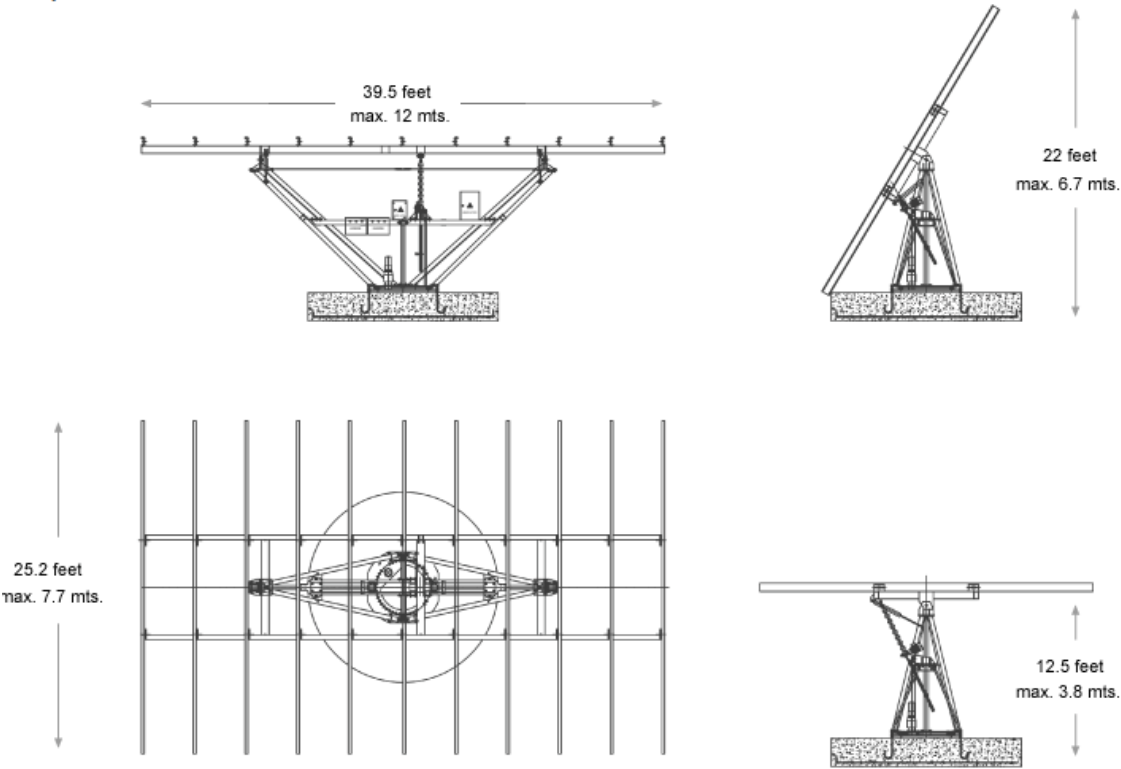
Figura 18.

Tabla 7. Datos mecánicos del seguidor MS-2 TRACKER 10

DATOS MECÁNICOS	Valor
Altura	3800 mm
Altura máxima	6700 mm
Ancho	12000 mm
Profundidad	7700 mm
Peso (sin módulos y sin cimentación)	3000 Kg

Fuente: Características elaboradas por el fabricante (MECASOLAR)

Figura 18. Esquema del seguidor MECASOLAR MS-2 TRACKER 10



Fuente: Características elaboradas por el fabricante (MECASOLAR)

La estructura del seguidor está construida por acero galvanizado por inmersión en caliente que la hace tener una gran resistencia y robustez. Está diseñada en forma de “V” apoyada sobre una corona dentada que es el engranaje para el movimiento, y sobre la que se coloca el bastidor para la sujeción de los módulos. Este diseño aumenta su estabilidad y garantiza un correcto funcionamiento ante condiciones meteorológicas adversas.

El movimiento lo realizarán dos motores de alimentación trifásica, uno para cada eje, y que tendrán un consumo reducido.



#### 2.4.4. Cableado

El cableado de la instalación nos permite transportar la energía que captan los módulos fotovoltaicos, conduciéndola entre los diferentes elementos que forman el sistema solar fotovoltaico.

Se utiliza cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones tanto para la parte de corriente continua como para la parte de corriente alterna. Los cables pueden ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 KV.

Todas las partes de la instalación, ya sea corriente continua o corriente alterna, deben cumplir con las restricciones impuestas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), cumpliendo con los criterios de caída máxima de tensión y corriente máxima admisible que se muestran en la tabla de la Figura 19.

**Figura 19. Tabla de Intensidades máximas admisibles, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).**

SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Fuente: REBT ITC-BT-07




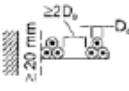
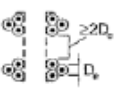
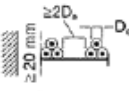
Además deben cumplir también las condiciones que impone el pliego de condiciones técnicas de instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red del IDAE en el que se recoge que:

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de la parte de corriente continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los cables deben estar protegidos frente a la corrosión que les pueda provocar el terreno en el que se instalen, por lo que se entierran bajo tubo para que ese efecto sea lo más leve posible. Esto implica que se deben aplicar criterios de corrección cuando se trabaja con las corrientes máximas admisibles.

Estos factores se obtienen de las tablas que proporciona el REBT y que se muestran en las figuras.

Figura 20. Factores de corrección para agrupaciones de cables unipolares instalados al aire

Tipo de instalación		Nº de bandejas	Nº de circuitos trifásicos (2)			A utilizar para (1):
			1	2	3	
Bandejas perforadas (3)	 Contiguos	1	0,95	0,90	0,85	Tres cables en capa horizontal
		2	0,95	0,85	0,80	
		3	0,90	0,85	0,80	
Bandejas verticales perforadas (4)	 Contiguos	1	0,95	0,85	-	Tres cables en capa vertical
		2	0,90	0,85	-	
Bandejas escalera, soporte, etc. (3)	 Contiguos	1	1,00	0,95	0,95	Tres cables en capa horizontal
		2	0,95	0,90	0,90	
		3	0,95	0,90	0,85	
Bandejas perforadas (3)		1	1,00	1,00	0,95	Tres cables dispuestos en trébol
		2	0,95	0,95	0,90	
		3	0,95	0,90	0,85	
Bandejas verticales perforadas (4)		1	1,00	0,90	0,90	
		2	1,00	0,90	0,85	
Bandejas escalera, soporte, etc. (3)		1	1,00	1,00	1,00	
		2	0,95	0,95	0,95	
		3	0,95	0,95	0,90	

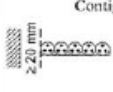
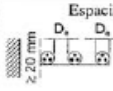

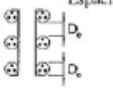

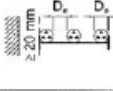
Fuente: REBT ITC-BT-07

Figura 21. Factores de corrección para las diferentes profundidades de instalación

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Fuente: REBT ITC-BT-07

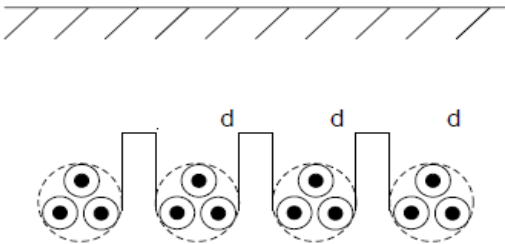
Figura 22. Factores de corrección para agrupaciones de cables trifásicos

Tipo de instalación		Nº de circuitos trifásicos (1)						
		Nº de bandejas	1	2	3	4	6	9
Bandejas perforadas (2)	 Contiguos	1	1,00	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75
		2	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65
	 Espaciados	1	1,00	1,00	1,00	0,95	0,90	-
		2	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-
		3	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	-
Bandejas verticales perforadas (3)	 Contiguos	1	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70
		2	1,00	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70
	 Espaciados	1	1,00	0,90	0,90	0,90	0,85	-
		2	1,00	0,90	0,90	0,85	0,85	-
Bandejas escalera, soportes, etc. (2)	 Contiguos	1	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80
		2	1,00	0,85	0,80	0,80	0,75	0,75
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70
	 Espaciados	1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	-
		2	1,00	1,00	1,00	0,95	0,95	-
		3	1,00	1,00	0,95	0,95	0,75	-

Fuente: REBT ITC-BT-07

Figura 23. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62



Fuente: REBT ITC-BT-07

El cable utilizado en la instalación es del fabricante PRYSMIAN, modelo P-SUN sp de tensión nominal 0,6/1 KV y norma de diseño: DKE/VDE AK 411.2.3 mostrado en la Figura 24.

**Figura 24. Cable modelo P-SUN sp**



**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (PRYSMIAN)**

Psun es un cable especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Son aptos para aplicaciones con aislamiento de protección, (protección de clase II). También para conexión de paneles en serie.

Se ha escogido este tipo de cable por sus amplias características, explicadas anteriormente, y por ser un cable especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas.

Para la canalización bajo tubo del cable, se utiliza un sistema de tubo enterrado (UNE-EN 50.086-2-4) que se muestra en la Figura 25.

**Figura 25. Tubería corrugada de doble pared modelo Ultra TP-1**



**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (CAPSA)**



El tubo tiene una longitud en cada caso, igual que la de la zanja en la que se entierra el cable. Y su diámetro depende del número de cables que contiene.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la tabla de la Figura 26 figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

**Figura 26. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.**

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

**Fuente: REBT ITC-BT-21**

En los tramos en los que el cable está enterrado se utiliza este tipo de canalización, mientras que en los lugares, como son los interiores de los edificios prefabricados, se utiliza bandeja como medio de sujeción del cableado.

#### **2.4.5. Protecciones**

El sistema de protecciones deberá cumplir, en lo no previsto en este real decreto, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y los procedimientos de operación correspondientes, así como, en lo no previsto en los anteriores, las exigencias previstas en la reglamentación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y

centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.

Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 4, incluyendo lo siguiente:

a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.

b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.

d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un) como se recoge en la Tabla 8, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. En los sistemas eléctricos peninsulares y extrapeninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Tabla 8. Límites de frecuencia y tensión con tiempos de actuación

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión –fase 1.	$U_n + 10\%$	1,5 s
Sobretensión – fase 2.	$U_n + 15\%$	0,2 s
Tensión mínima.	$U_n - 15\%$	1,5s
Frecuencia máxima.	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	3 s

Fuente: R.D 1699/2011

e) Además para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.

Las protecciones utilizadas son protecciones de tipo fusible y protecciones magnetotérmicas. Las protecciones de corriente continua son las que se engloban en la parte anterior al inversor, y las protecciones de corriente alterna, son las que engloban la parte siguiente al inversor.

Para cada conjunto de protecciones se calcula la intensidad que deben soportar y se ajustan para una correcta protección de la instalación.

Los fusibles escogidos garantizan una total seguridad contra cortocircuitos y sobrecargas en las instalaciones de distribución y redes de cables. Están también indicados, por sus características, para proteger circuitos con corrientes de sobrecarga de corta duración.

Los fusibles utilizados en la instalación son del fabricante df Electric, destinados a instalaciones fotovoltaicas y que ofrecen unas buenas características tipo gG. Además ofrecen una amplia gama del producto, para las diferentes intensidades que se pueden presentar en la instalación. El fusible se muestra en la Figura 27.

Figura 27. Fusible para instalación fotovoltaica.



Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (df Electric)

A nivel constructivo, los elementos conductores fusibles están unidos a las cuchillas de contacto mediante soldadura. Por su parte, están provistos de puentes de fusión e interrupción múltiple, que asumen la desconexión en la zona de las sobreintensidades límites. Estos puentes están ubicados en los puntos de mayor calentamiento, dando como resultado una elasticidad prácticamente independiente de envejecimiento en las zonas de sobreintensidades límite.

Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC.

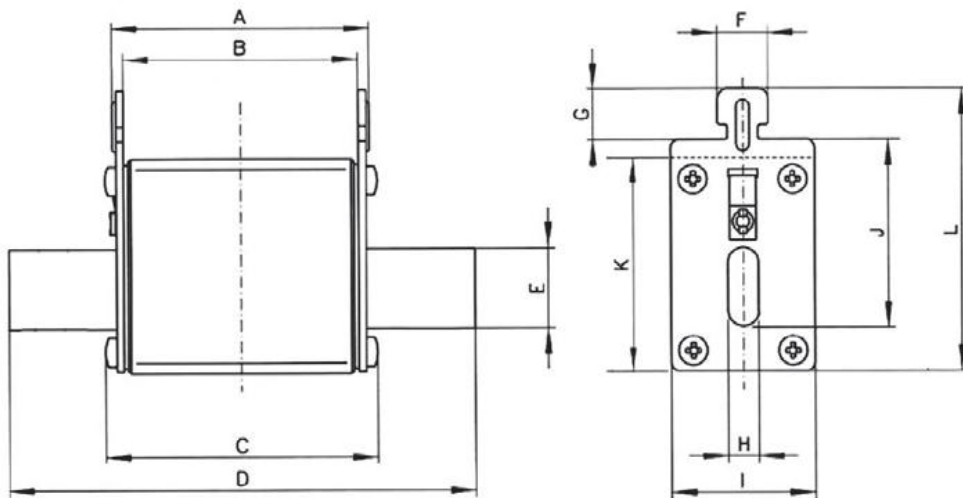
En la se muestran las características físicas que poseen y que se resumen en la Tabla 9.

Tabla 9. Características físicas del fusible

Tamaño	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
<b>NH1 (mm)</b>	68	62	71,5	135	20	10	9,5	6	39	40	52	64
<b>NH3 (mm)</b>	68	62	73	150	32	10	9,5	6	70	60	75	87

Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (df Electric)

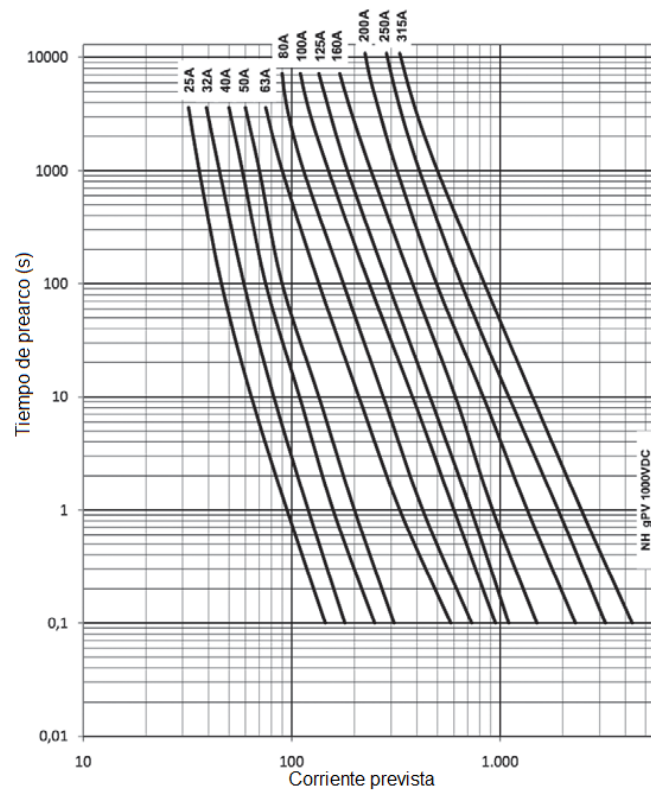
Figura 28. Esquema de las características físicas del fusible



Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (df Electric)

En la siguiente Figura 29 se muestra un gráfico de la curva característica Tiempo-Intensidad de fusión del fusible.

Figura 29. Curva característica T-I del fusible.



Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (df Electric)

Los interruptores magnetotérmicos utilizados en la instalación son del fabricante Schneider Electric, modelo LV431619 NSX250NA 2P(3P) mostrado en la Figura 30.

**Figura 30. Interruptor Schneider Electric modelo LV431619 NSX250NA 2P(3P)**



**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)**

Se ha escogido este tipo de interruptor por sus amplias características:

Corriente nominal: de 14 a 630 A.

5 poderes de corte de 36 a 150 kA a 415 V

Tensión asignada de empleo: hasta 690 V

2 tamaños físicos de 15 a 630 A

Versiones de 1, 2, 3 y 4 polos

Seccionamiento con corte plenamente aparente.

3 tipos de protección:

- Magnetotérmicas
- Electrónicas básicas ( Micrologic 2)
- Electrónicas avanzadas con pantalla LCD( Micrologic 5/6)

Protección contra fugas a tierra mediante módulo Vigi asociado

Red de comunicación integrada con las Micrologic 5/6

Opción de pantalla de visualización externa

Amplia gama de auxiliares y accesorios comunes intercambiables en la instalación

Cumplimiento de las normas internacionales: IEC 60947-1 y 2, UL508 / CSA22-2, JIS, IEC 68230 para tropicalización de tipo 2

Todos los elementos de protección están instalados en cajas o armarios de poliéster como se muestra en la Figura 31, para evitar contacto físico, son del fabricante Hager.

**Figura 31. Armario para instalación de las protecciones.**



**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Hager)**

#### **2.4.6. Puesta a tierra**

El objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión respecto a tierra que puede aparecer en las masas metálicas por un defecto de aislante y asegurar el funcionamiento de las protecciones.

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra es necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados. Se prohíben el uso de soldaduras de bajo punto de fusión, tales como: estaño y plata.

Si en una instalación existen tomas de tierra independientes, se mantiene entre los conductores de tierra una separación y aislante apropiado a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

El recorrido de los conductores es el más corto posible y sin haber cambios bruscos de dirección. No están sometidos a esfuerzos mecánicos protegidos contra la corrosión y el desgaste mecánico.

El material de los cables de protección debe estar constituido por el mismo metal que los conductores de fase y su sección debe cumplir las restricciones que se indican en la tabla de la Figura 32, ITC-BT-18 del REBT.

**Figura 32. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.**

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$ $16 < S \leq 35$ $S > 35$	$S_p = S$ $S_p = 16$ $S_p = S/2$

**Fuente: REBT ITC-BT-18**

Además deben cumplir también las condiciones que impone para la puesta a tierra en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red del IDAE en el que se recoge que:

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será



independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

#### 2.4.7. Contadores

En las instalaciones fotovoltaicas un contador principal mide la energía producida (kWh) y enviada a la red, para que pueda ser facturada a la compañía a los precios autorizados.

Los elementos para la medida de la energía neta producida por la instalación fotovoltaica están instalados a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible de la acometida y se encuentra debidamente identificado. No está dotado de fusibles.

Se instala un contador de medida de la energía generada (venta) y otro para la medida de la energía importada de la compañía eléctrica (compra), pudiendo utilizarse uno bidireccional.

El equipo de medida de la instalación fotovoltaica está compuesto por dos contadores EC372 de energía trifásico, medida vía TI de 50 a 6000 A, del fabricante Hager que se muestra en la Figura 33.

**Figura 33. Contador modelo EC372 del fabricante Hager**



**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Hager)**

#### 2.4.8. Centro de transformación

El objetivo del centro de transformación es evacuar la energía producida por los generadores fotovoltaicos inyectándola en la red eléctrica.

El elemento principal del centro de transformación es el transformador.

Los transformadores eléctricos son máquinas estáticas que transforman o modifican los valores de la tensión y la intensidad que le llega a su primario.

Si el transformador es elevador de tensión, la tensión que llega al bobinado primario, sale del secundario elevada a un determinado valor. La intensidad del primario se reduce en el secundario en la misma proporción, luego elevan la tensión y reducen la intensidad en igual proporción.

Si el transformador es reductor de tensión, la tensión que llega al bobinado primario, sale del secundario reducida a un determinado valor. La intensidad del primario se aumenta en el secundario en la misma proporción que la tensión, luego reducen la tensión y elevan la intensidad en igual proporción.

El funcionamiento de un transformador es el siguiente: el bobinado primario genera un campo magnético que se incrementa al pasar por el circuito magnético, el bobinado secundario se encuentra sometido a la influencia del campo magnético creado, que es variable, induciéndose una corriente y tensión que es proporcional al número de espiras (cuantas más espiras, más tensión, cuantas menos espiras, menor tensión).

La posibilidad de elevar la tensión y reducir la intensidad en las redes de transporte de la energía eléctrica, permite reducir la sección de los conductores y también las pérdidas de energía en el transporte.

La energía que se genera en las centrales, se eleva a los valores de la tensión que sea necesaria, y la energía que llega al lugar de utilización se reduce a los valores que convenga a los receptores, por medio de los transformadores.

Los transformadores se utilizan en las instalaciones fotovoltaicas, para acondicionar la tensión de la red a los valores que interesen a la utilización, tanto en caso de instalaciones aisladas, como en casos como el de este proyecto, conectadas a la red eléctrica.

En éste sistema solar fotovoltaico, se ha utilizado el transformador elevador, ya que la tensión que aportan los inversores es mas baja que la que tiene la línea de red eléctrica a la que se conecta el sistema. Se utiliza el transformador bañado en aceite, la utilización del transformador trifásico sumergido en aceite se debe a que el coste de éste es inferior al de los otros sistemas que podemos encontrar en el mercado (resina, seco...) y que debido a la ubicación de la instalación (se encuentra en una zona no urbana) el riesgo de incendio del centro de media tensión es bajo.

El sistema solar fotovoltaico vierte la energía producida a través de 2 transformadores del fabricante Schneider Electric, mostrado en la Figura 34.

**Figura 34. Transformador Schneider Electric.**

**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)**

Schneider Electric utiliza para toda la gama de transformadores de distribución la tecnología de llenado integral.

A diferencia de otras técnicas de fabricación (cámara de aire bajo tapa o depósito de expansión), el llenado integral es el método que garantiza un menor grado de degradación del líquido aislante y refrigerante al no poner en contacto con el aire ninguna superficie.

El elemento diferenciador de dichos transformadores reside en el recipiente que encierra el líquido refrigerante, llamado cuba elástica, constituida en su totalidad por chapa de acero. Las paredes laterales de dicha cuba están formadas por aletas en forma de acordeón que permiten disipar adecuadamente el calor producido por las pérdidas, debido al buen factor de disipación térmico obtenido.

El funcionamiento de estos transformadores es fiable y eficiente. Cuando el transformador se pone en servicio, se eleva la temperatura del líquido aislante, y en consecuencia aumenta el volumen de éste, siendo precisamente las aletas de la cuba las que se deforman elásticamente para compensar el aumento de volumen del líquido aislante, siendo capaz de soportar los efectos de una variación de temperatura de hasta 273 °C sin que se produzcan deformaciones permanentes en la misma.

Análogamente, al quitar de servicio el transformador o al disminuir la carga, se produce una disminución de la temperatura y las aletas recuperan un volumen proporcional al producido anteriormente por la dilatación. El proceso de fabricación está garantizado por la utilización de técnicas avanzadas. Antes del encubado se someten las partes activas a un tratamiento de secado que elimina prácticamente la humedad de los aislantes.

Posteriormente se realiza el llenado integral de la cuba con su líquido aislante bajo vacío, lo que impide cualquier entrada de aire que pudiera provocar la oxidación y degradación del líquido aislante.

El llenado integral aporta las siguientes ventajas con respecto a las otras tecnologías de fabricación:

- Menor degradación del aceite, ni por oxidación ni por absorción de humedad, por no estar en contacto con el aire.
- Bajo grado de mantenimiento, debido a la ausencia de ciertos elementos:
- No precisa desecador.
- No precisa mantenimiento del aceite.
- No precisa válvulas de sobrepresión.
- No precisa indicadores de nivel de líquido.
- Mayor robustez, al no presentar puntos débiles de soldadura como sería la unión del depósito de expansión con la tapa.
- Menor peso del conjunto.
- Las dimensiones del aparato se ven notablemente reducidas al no disponer de depósito de expansión o cámara de aire, facilitando el transporte y ubicación del transformador.
- Protección integral del transformador mediante relé de protección.

El transformador tiene las siguientes características técnicas, resumidas en la Tabla 10:

**Tabla 10. Datos eléctricos del transformador**

<b>DATOS ELÉCTRICOS</b>	<b>Valor</b>
<b>Potencia asignada</b>	250 KVA
<b>Tensión primaria</b>	400 V
<b>Tensión secundaria</b>	24 KV
<b>Pérdidas en vacío</b>	530 W
<b>Tensión de cortocircuito</b>	4 %
<b>Rendimiento en carga 100% y <math>\cos \phi=1</math></b>	98,51
<b>Ruido</b>	60 dB

**Fuente:** Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)

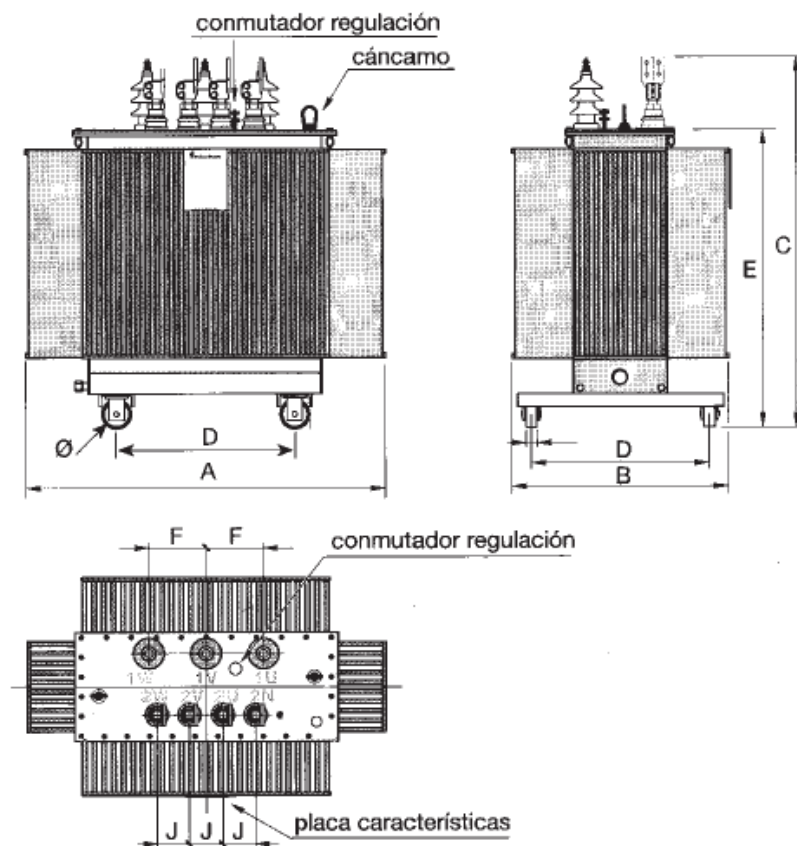
El transformador posee los siguientes datos mecánicos resumidos en la Tabla 11 y que se pueden observar en la Figura 35:

**Tabla 11. Datos mecánicos del transformador**

DATOS MECÁNICOS	Valor
A (mm)	1005
B (mm)	899
C (mm)	1386
D (mm)	670
E (mm)	1006
F (mm)	275
J (mm)	150
Peso Total (Kg)	1050
Volumen del liquido (l)	268

Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)

**Figura 35. Esquema de los datos mecánicos del transformador**



Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)

El transformador está construido bajo la norma UNE 21428 cumpliendo con todas las especificaciones impuesta por el reglamento.

Los transformadores están colocados en edificios prefabricados de hormigón del fabricante Schneider Electric modelo EHC-5 T2L como el que se muestra en la Figura 36.

**Figura 36. Edificio prefabricado de hormigón EHC-5**



**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)**

De igual modo que para los inversores, se ha escogido este tipo de edificación para instalar los transformadores en su interior y de este modo proteger de agentes externos al transformador, ya que es un elemento esencial para inyectar la energía producida por los módulos a la red eléctrica.

Debido a que el edificio alberga los dos transformadores se escoge un modelo de medidas superiores cuyos datos se resumen en la Tabla 12.

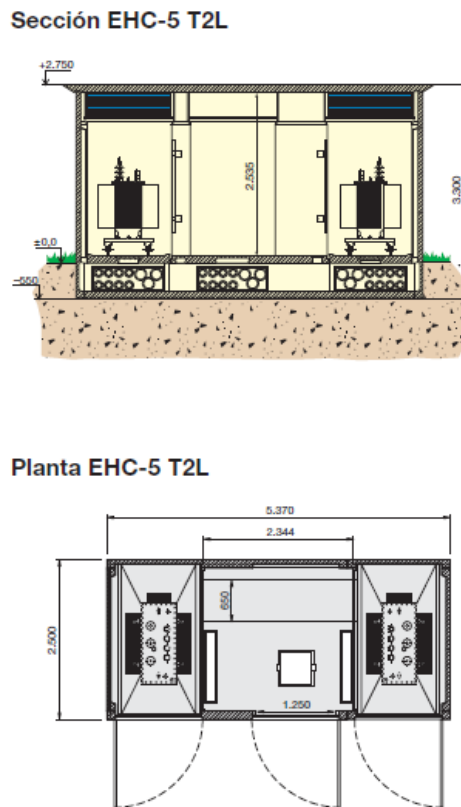
**Tabla 12. Datos mecánicos del edificio prefabricado de hormigón modelo EHC-5**

<b>DATOS MECÁNICOS</b>	<b>Valor</b>
<b>Longitud total (mm)</b>	5370
<b>Anchura total (mm)</b>	2500
<b>Altura total (mm)</b>	3300
<b>Peso vacío (tn)</b>	18

**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)**

En la Figura 37 se puede observar una representación con el esquema de planta y sección del edificio, y en el que se muestra la ubicación de los transformadores.

**Figura 37. Esquema del edificio prefabricado de hormigón modelo EHC-5 T2L**



**Fuente: Especificaciones técnicas elaboradas por el fabricante (Schneider Electric)**

En el apartado de Anexos se puede ver más características de esta edificación, como medidas interiores, elementos de ventilación y ventajas que poseen este tipo de edificaciones.

### 3. CÁLCULOS TÉCNICOS

En este apartado se realiza el cálculo y dimensionado necesario de todos los componentes que forman el sistema solar fotovoltaico descrito anteriormente.

#### 3.1. Dimensionado de los módulos

El sistema solar que se diseña tiene una potencia de 400 KWp, por lo tanto la instalación debe cumplir con dicha potencia establecida. Es por ello que empezamos calculando el número mínimo de módulos fotovoltaicos con los que está formado, sabiendo que el módulo entrega una potencia de 250 Wp.

De acuerdo con estos datos, el número de módulos necesarios para entregar la potencia total es:

$$N^{\circ} = \frac{P_T}{P_m} \quad (1)$$

Donde:

$N^{\circ}$  Número mínimo de módulos.

$P_T$  Potencia total del sistema.

$P_m$  Potencia del módulo.

Obteniendo como resultado:

$$N^{\circ} = \frac{400000}{250} = 1600 \text{ módulos} \quad (1)$$

El resultado obtenido es el número mínimo de módulos, pero por cuestiones de diseño, el sistema se forma con un total de 1764 módulos que están distribuidos de igual forma en cada generador.

El sistema está dividido en 4 instalaciones, y cada una de ellas de una potencia de 110,25 KWp. Los módulos se conectan en serie y paralelo dependiendo de la configuración que se elija.

Con los parámetros del inversor seleccionado y del módulo, se puede calcular el número máximo de paneles que puede soportar cada instalación con la siguiente ecuación:

$$N_{\max mod} = \frac{P_{\max inv}}{P_{\max mod}} \quad (2)$$



Donde:

$P_{\max \text{ inv}}$  es la potencia máxima del inversor.

$P_{\max \text{ mod}}$  es la potencia máxima del módulo.

Obteniendo como resultado:

$$N_{\max \text{ mod}} = \frac{117000}{250} = 468 \text{ módulos} \quad (2)$$

El valor obtenido nos indica que no podemos sobrepasar este número de módulos conectados al inversor.

### 3.1.1. Módulos en serie

Para calcular el número máximo de paneles en serie que debemos conectar, hay que considerar el valor de tensión de CC cuando la temperatura ambiente en la ubicación es la mínima. Se aplican los coeficientes necesarios ya que la tensión se ve afectada por la variación de temperatura. La expresión viene dada por:

$$U_{\max \text{ DC MOD}} = U_{0c (25^\circ)} + [(T_{\min} - 25)] \frac{\Delta U}{\Delta T} \quad (3)$$

$$U_{\text{mpp max DC MOD}} = U_{\text{mpp} (25^\circ)} + [(T_{\min} - 25)] \frac{\Delta U}{\Delta T} \quad (4)$$

Donde:

$U_{\max \text{ DC MOD}}$  es la tensión máxima que soporta el módulo.

$U_{\text{mpp max DC MOD}}$  es la tensión máxima en el punto de máxima potencia que soporta el módulo.

$U_{0c (25^\circ)}$  es la tensión en circuito abierto del módulo.

$U_{\text{mpp} (25^\circ)}$  es la tensión en el punto de máxima potencia.

$T_{\min}$  La temperatura mínima de trabajo.

$\Delta U/\Delta T$  Este último término indica la variación de la tensión con respecto a la variación de temperatura, incluida en la hoja de información del fabricante siendo de  $-0,329 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  que equivale a  $-0,1237 \text{ V/}^\circ\text{C}$ .

De acuerdo con estas expresiones y suponiendo una temperatura mínima de trabajo del módulo de  $-10^\circ\text{C}$  obtenemos como resultado:

$$U_{\max \text{ DC MOD}} = 37,6 + [(-10 - 25)](-0,1237) = 41,93 \text{ V} \quad (3)$$

$$U_{\text{mpp max DC MOD}} = 30,9 + [(-10 - 25)](-0,1237) = 35,23 \text{ V} \quad (4)$$

Además los módulos deben cumplir las siguientes restricciones:

$$N_{mod\ serie} < \frac{U_{max\ inv}}{U_{max\ mod}} \quad (5)$$

$$N_{mod\ serie} < \frac{U_{mpp\ max\ inv}}{U_{mpp\ max\ mod}} \quad (6)$$

Como se conoce el rango de tensiones máximas que puede soportar el inversor, entre 405-750 V y la tensión máxima del inversor, podemos calcular los valores:

$$N_{mod\ serie} < \frac{900\ V}{41,93} = 21,46 \quad (5)$$

$$N_{mod\ serie} < \frac{750\ V}{35,23} = 21,28 \quad (6)$$

El límite vendrá impuesto por el resultado más restrictivo siendo en este caso:

$$N_{mod\ serie} < 21,28 \quad (7)$$

Para calcular el número mínimo de módulos, se procede de igual forma que anteriormente, pero debemos utilizar la temperatura máxima de funcionamiento del panel para asegurar el correcto funcionamiento del inversor, que supondremos de 75 °C.

Utilizando las mismas ecuaciones que para el cálculo máximo obtenemos los siguientes resultados:

$$U_{mpp\ min.DC\ MOD} = 30,9 + [(75 - 25)](-0,1237) = 24,71\ V \quad (8)$$

En este caso la restricción viene impuesta por al valor mínimo del rango de funcionamiento del inversor.

$$N_{mod\ serie} < \frac{U_{mpp\ min\ inv}}{U_{mpp\ min\ mod}} = \frac{405}{24,71} = 16,38 \quad (9)$$

Se obtiene como resultado que los dos límites entre los que deben estar comprendidos el número de módulos en serie es:

$$16,38 < N_{mod\ serie} < 21,28 \quad (10)$$

Se debe utilizar el valor entero que cumpla con los límites anteriores y que entregue la máxima potencia a la red. Por lo tanto existen varias posibilidades, 17, 18, 19, 20, 21.

**3.1.2. Módulos en paralelo**

Para determinar el número de paneles que debemos conectar en paralelo es suficiente con conocer la potencia del inversor y el conjunto de módulos en serie.

El número de módulos debe cumplir además con la siguiente expresión:

$$N_{mod\ paralelo} = \frac{I_{max\ inv}}{I_{sc\ mod}} \quad (11)$$

Donde:

$I_{max\ inv}$  es la intensidad máxima de entrada al inversor.

$I_{sc\ mod}$  es la intensidad de cortocircuito del módulo.

Resolviendo la ecuación obtenemos:

$$N_{mod\ paralelo} = \frac{234}{8,68} = 26,96 \quad (11)$$

Por lo tanto el número máximo de módulos en paralelo que ha de tener cada instalación será: 26 módulos o menos, o lo que es lo mismo menos de 27 módulos.

Con los resultados obtenidos anteriormente en los cálculos de módulos en serie, calculamos el conjunto que entrega más potencia mediante la siguiente ecuación:

$$N_{mod\ paralelo} = \frac{P_{max\ inv}}{P_{max\ mod\ serie}} \quad (12)$$

Donde:

$P_{max\ inv}$  es la potencia de entrada máxima del inversor.

$P_{max\ mod\ serie}$  es la potencia que entrega el conjunto de módulos en serie.

Para cada valor obtenido anteriormente calculamos el número de módulos que deben conectarse en paralelo.

$$N_{mod\ paralelo\ (17)} = \frac{117000}{17 \cdot 250} = \frac{117000}{4250} = 27,53 \quad (12)$$

$$N_{mod\ paralelo\ (18)} = \frac{117000}{18 \cdot 250} = \frac{117000}{4500} = 26 \quad (12)$$

$$N_{mod\ paralelo\ (19)} = \frac{117000}{19 \cdot 250} = \frac{117000}{4750} = 24,63 \quad (12)$$

$$N_{mod\ paralelo\ (20)} = \frac{117000}{20 \cdot 250} = \frac{117000}{5000} = 23,4 \quad (12)$$

$$N_{mod\ paralelo\ (21)} = \frac{117000}{21 \cdot 250} = \frac{117000}{5250} = 22,28 \quad (12)$$

Una vez obtenidos los resultados, como se puede observar, y cumpliendo la restricción de que el número de módulos en paralelo no puede superar 26, para una disposición de 17 módulos en serie, se sobrepasa el número de módulos en paralelo. Redondeando los resultados obtenidos al valor entero inferior más próximo, calculamos el total de los módulos necesario para cada configuración, resumidos en la Tabla 13.

**Tabla 13. Número total de módulos**

	Nº mod	Nº mod	Nº mod	Nº mod
<b>Serie</b>	18	19	20	21
<b>Paralelo</b>	26	24	23	22
<b>Total</b>	468	456	460	462

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en los resultados, el número máximo de módulos en cada configuración no supera el número máximo que podemos conectar a cada inversor, 468 módulos. Por lo tanto se calcula para cada posible configuración la potencia entregada al inversor:

$$P_{\text{entregada inversor } 18 \times 26} = 18 \cdot 26 \cdot 250 \text{ Wp} = 117000 \text{ W} \quad (13)$$

$$P_{\text{entregada inversor } 19 \times 24} = 19 \cdot 24 \cdot 250 \text{ Wp} = 114000 \text{ W} \quad (13)$$

$$P_{\text{entregada inversor } 20 \times 23} = 20 \cdot 23 \cdot 250 \text{ Wp} = 115000 \text{ W} \quad (13)$$

$$P_{\text{entregada inversor } 21 \times 22} = 21 \cdot 22 \cdot 250 \text{ Wp} = 115500 \text{ W} \quad (13)$$

Se llega a la conclusión que la configuración que maximiza la potencia es de 18 módulos en serie y 26 series en paralelo. Finalmente por cuestiones de diseño se escoge una configuración diferente ya que los seguidores escogidos nos limitan la superficie de los módulos y poder modelar de una manera más sencilla cada instalación. La configuración es:

### **21 módulos en serie x 21 series en paralelo**

Esta configuración entrega al inversor una potencia de:

$$P_{\text{entregada inversor } 21 \times 21} = 21 \cdot 21 \cdot 250 \text{ Wp} = 110250 \text{ W} \quad (13)$$

### 3.2. Dimensionado del inversor

Como se ha explicado anteriormente, el inversor es un elemento fundamental en las instalaciones fotovoltaicas. Para dimensionar el inversor, se debe hacer teniendo en cuenta los módulos fotovoltaicos, es por ello que el dimensionado de los dos elementos se realiza conjuntamente.

Conociendo los valores límites de tensión del inversor impuestos por el fabricante, y que están comprendidos entre 405-750, se comprueba la tensión de entrada del inversor con la configuración elegida:

$$U_{entrada\ inv} = N_{mod\ serie} \cdot U_{mpp\ mod} = 21 \cdot 30,9 = 648,9\ V_{dc} \quad (14)$$

También se debe comprobar que la intensidad de cortocircuito máxima por cada conjunto en serie no supera la intensidad máxima admisible de entrada al inversor, para ello se debe tener en cuenta que la intensidad máxima de cortocircuito es máxima cuando la temperatura del módulo alcanza su máximo, dicha temperatura viene dada en la hoja de características técnicas del fabricante. Calculamos la intensidad aplicando la siguiente ecuación:

$$I_{cc\ max.DC\ MOD} = I_{cc\ (25^{\circ})} - [(25 - T_{max})] \frac{\Delta I}{\Delta T} \quad (15)$$

Donde:

$I_{cc\ max\ DC\ MOD}$  es la intensidad máxima que soporta el módulo.

$I_{cc\ (25^{\circ})}$  es la intensidad en cortocircuito del módulo.

$T_{max}$  La temperatura máxima de trabajo.

$\Delta I/\Delta T$  Este último término indica la variación de la intensidad con respecto a la variación de temperatura, incluida en la hoja de información del fabricante siendo de 0,038 %/°C que equivale a 3,298 mA/°C.

De acuerdo con la expresión y siendo la temperatura máxima impuesta por el fabricante en la hoja de características de 90°C obtenemos como resultado:

$$I_{cc\ max.DC\ MOD} = 8,68 - [(25 - 90)] \cdot 0,003298 = 8,89\ A \quad (15)$$

Con este valor obtenido ya se puede calcular la corriente de entrada al inversor mediante la siguiente expresión:

$$I_{Total\ mod} = I_{cc\ max\ DC\ MOD} \cdot N_{mod\ paralelo} = 8,89 \cdot 21 = 186,69\ A \quad (16)$$

Como se puede verificar, la intensidad máxima que pueden aportar los módulos al inversor es menor que la intensidad máxima admisible del inversor:

$$186,69 A < I_{\max inv} = 234 A \quad (17)$$

Cumple por lo tanto con las especificaciones impuestas por el fabricante y se utiliza un inversor para cada instalación, un total de 4 inversores.

### 3.3. Dimensionado de la estructura soporte

La estructura seleccionada para el soporte de los módulos lleva incorporado el sistema de dos ejes de seguimiento solar, con el fin de orientar en cada momento el conjunto generador de módulos en dirección al sol.

Para el montaje de los módulos se ha escogido una disposición de 7 x 7 módulos, que hacen un total de 49 módulos por cada estructura soporte. Teniendo unas medidas totales que se reflejan en la Tabla 14.

**Tabla 14. Medidas totales de la estructura soporte**

MEDIDAS TOTALES	Valor
Altura	3687 mm
Altura máxima	6700 mm
Ancho	11564 mm
Profundidad	6958 mm
Peso (sin cimentación)	3931 Kg

Fuente: Elaboración propia

La estructura se coloca sobre la cimentación superficial circular de 0,7 m de altura y 7,5 m<sup>3</sup> de hormigón.

El cálculo de la distancia entre seguidores se realiza para el caso más desfavorable puesto que las sombras son las más alargadas posibles.

Se utiliza el criterio del solsticio de invierno a mediodía, en el que el Sol se encuentra en su ángulo mas bajo. Corresponde con el día 21 de diciembre la altura solar es mínima y su ángulo tiene el valor siguiente:

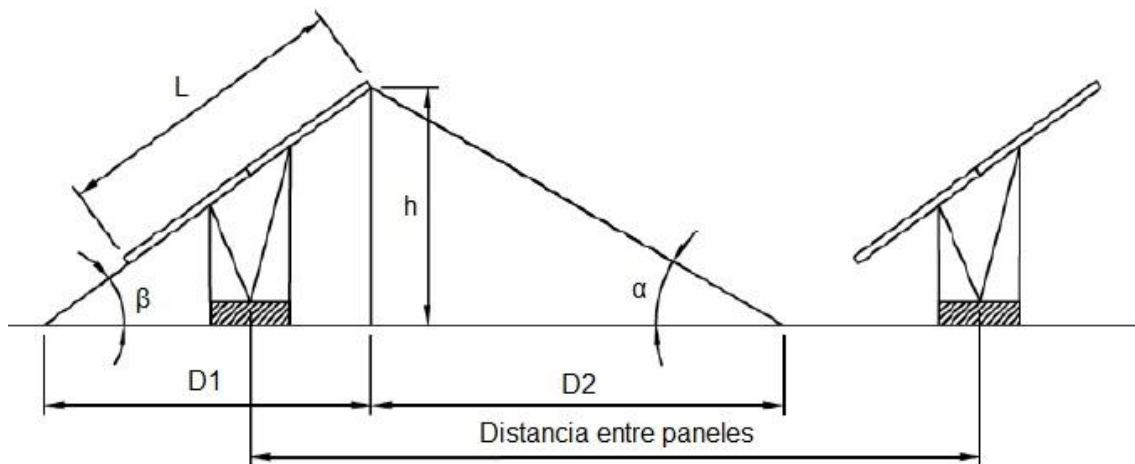
$$\alpha = 90^\circ - \text{latitud} - 23,5^\circ \quad (18)$$

Conociendo la declinación solar correspondiente a dicho día, que es de  $-23,5^\circ$ , y la latitud del emplazamiento en el que se realiza la instalación,  $40^\circ$ , el ángulo que forman las líneas de radiación solar con la horizontal de nuestra posición será la siguiente:

$$\alpha = 90^\circ - 40^\circ - 23,5^\circ = 26,5^\circ \quad (18)$$

El valor de inclinación máximo que puede tener el seguidor es de  $60^\circ$ , con estos datos y la información que se muestra en la Figura 38, calculamos entonces la distancia mínima necesaria entre los seguidores que debe tener nuestra instalación.

Figura 38. Esquema geométrico de los seguidores



Fuente: Elaboración propia

Siendo en este caso:

- L es la longitud de los módulos.
- h es la altura máxima del seguidor desde la base horizontal hasta el extremo con mayor altura de la estructura.
- $\alpha$  es el ángulo formado cuando la altura del Sol es máxima.
- $\beta$  es el ángulo de inclinación de los módulos.
- D2 es la sombra de la estructura.

Para los cálculos utilizamos como datos de partida las condiciones que nos especifica la estructura, con una longitud  $L = 6958 \text{ mm}$ , una altura  $h = 6700 \text{ mm}$ , un ángulo  $\beta = 60^\circ$  y un ángulo solar de  $\alpha = 26,5$  (calculado anteriormente).

De la Figura 38 se deduce que:

$$D = D_1 + D_2 = \frac{h}{\tan \beta} + \frac{h}{\tan \alpha} = \frac{L \sin \beta}{\tan \beta} + \frac{L \sin \beta}{\tan \alpha} = L \cos \beta + L \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \quad (19)$$

Obteniendo como resultado:

$$D = L \cos \beta + L \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} = 6,958 \cos 60^\circ + 6,958 \frac{\sin 60^\circ}{\tan 26,5^\circ} = 15,56 \text{ m} \quad (20)$$

Siendo D la distancia de separación mínima que deben tener las estructuras soporte entre ellas para garantizar que no se produce sombreado entre las distintas estructuras.

Finalmente para la potencia que se inyecta a la red se utilizan 36 estructuras totales para el sistema solar fotovoltaico.

### 3.4. Dimensionado del cableado

En el dimensionado del cableado se diferencian dos partes, la parte correspondiente a todos los elementos que trabajan con corriente continua, y la parte de los elementos que trabajan con corriente alterna.

En cada una de las partes se dimensiona el cable necesario para la unión de cada uno de los elementos, teniendo en cuenta las restricciones que nos impone el REBT de la corriente máxima admisible y la caída de tensión máxima.

El cableado de la instalación está canalizado bajo tubo de acuerdo con las especificaciones del REBT. En el sistema solar tenemos instalaciones de corriente continua y de corriente alterna, por lo tanto calculamos para cada tipo de elemento el cableado adecuado que se debe conectar.

#### 3.4.1. Parte corriente continua

Para calcular las secciones en la instalación de corriente continua se usa la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{C \cdot u} \quad (21)$$

Donde:

S es la sección del cable.

L es la longitud del cable.



- $I_{cc}$  es la corriente máxima que circula por el cable que se considera la corriente de cortocircuito de los módulos.
- $C$  es la conductividad del cobre a  $90^{\circ}\text{C}$  que tiene un valor de  $44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$  cuando el aislamiento es XLPE.
- $u$  es la máxima caída de tensión que en corriente continua se considera 1,5 %

### Sección del cableado entre paneles y cajas de conexión

Para el cálculo se usa como longitud del cable, la mayor distancia entre los módulos y la caja de conexión de cada instalación que es de 25 m, utilizando el mismo cable y la misma sección puesto que son instalaciones similares.

Obtenemos una sección de:

$$S = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8,89}{44 \cdot 0,015 \cdot 648,9} = 1,04 \text{ mm}^2 \quad (21)$$

Éste resultado se obtiene aplicando el criterio de máxima caída de tensión en el cable, pero además se debe confirmar que esta sección también cumple el criterio de máxima corriente admisible. Debido a que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es sólo un poco mayor que la corriente en el punto de máxima potencia, se utiliza como valor de diseño de la corriente continua de la red principal 1,25 veces la corriente de cortocircuito del generador en condiciones STC según la IEC 60364-7 - 712.

Para aplicar este criterio, partimos de las especificaciones que nos impone el REBT en su ITC-BT-07.

$$I_{max} = 1,25 \cdot 8,89 = 11,11 \text{ A} \quad (22)$$

El cable de sección más pequeña comercial considerando el REBT tiene una sección de  $6 \text{ mm}^2$  y una intensidad máxima admisible de 72 A. como la intensidad máxima que circula por los conductores de la instalación es de 11,11 A cumple también con el criterio de máxima corriente.

Por lo tanto la sección del cable para este tramo es de  $6 \text{ mm}^2$ .

### Sección del cableado entre cajas de conexión y armario de CC

En este tramo se recoge todo el cableado procedente de los generadores para su posterior entrada al inversor. Para el cálculo se usa como longitud del cable, la mayor distancia entre la caja de conexión mas alejada del armario de CC y dicho armario, que está colocado dentro de la caseta del inversor, y tiene como longitud 60 m, utilizando el mismo cable y la misma sección puesto que son instalaciones similares.

Como el sistema solar esta dividido en 4 instalaciones similares, la corriente que circula por el tramo entre las cajas de conexión y el armario de CC es la que aportan las series de módulos conectados en paralelo a la caja de conexión.

Obteniendo como resultado:

$$I_{Total} = I_{cc \max DC MOD} \cdot N_{mod \text{ paralelo}} = 8,89 \cdot 7 = 62,23 \text{ A} \quad (23)$$

Utilizamos este valor de corriente y obtenemos una sección de:

$$S = \frac{2 \cdot 60 \cdot 62,23}{44 \cdot 0,015 \cdot 648,9} = 17,44 \text{ mm}^2 \quad (21)$$

Éste resultado se obtiene aplicando el criterio de máxima caída de tensión en el cable, ahora se debe confirmar que esta sección también cumple el criterio de máxima corriente admisible. De igual forma que antes, debido a que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es sólo un poco mayor que la corriente en el punto de máxima potencia, se utiliza como valor de diseño de la corriente continua de la red principal 1,25 veces la corriente de cortocircuito del generador en condiciones STC.

Por lo que:

$$I_{max} = 1,25 \cdot 62,23 = 77,78 \text{ A} \quad (24)$$

El cable de sección inmediatamente superior a la obtenida en el REBT tiene una sección de 25 mm<sup>2</sup> y una intensidad máxima admisible de 160 A. como la intensidad máxima que circula por los conductores de la instalación es de 77,78 A cumple también con el criterio de máxima corriente.

El cable está bajo canalización enterrada por lo tanto se debe modificar la corriente máxima admisible que es capaz de soportar en dichas condiciones. Aplicamos los siguientes factores de corrección que se obtienen del REBT.

Factor de corrección por estar enterrada bajo tubo: 0,8

Factor de corrección por estar enterrada a una distancia de 0,7 m: 1

Se obtiene una corriente máxima admisible de:

$$I_{\max adm} = I_{\max adm} \cdot F_{tubo} = 160 \cdot 0,8 = 128 A \quad (25)$$

Se puede comprobar que la intensidad máxima admisible que soporta el cable sigue siendo superior a la intensidad máxima que circula por él, por lo tanto se puede considerar correcta una sección del cable para este tramo de 25 mm<sup>2</sup>.

### Sección del cableado entre armario de CC e inversor

En este tramo el cableado recorre la distancia entre el armario de CC y la entrada al inversor. Para el cálculo se usa como longitud del cable, la distancia entre el armario de CC y el inversor. Puesto que el inversor está situado en casetas, impidiendo de esta manera las desventajas que tendrían si estuviera en intemperie, la distancia por lo tanto no es superior a 5 metros, utilizando el mismo cable y la misma sección puesto que son instalaciones similares.

Como en el apartado anterior, el sistema solar esta dividido en 4 instalaciones similares, la corriente que circula por el tramo entre las el armario de CC y el inversor es la que aportan todos los módulos conectados en paralelo.

Obteniendo como resultado:

$$I_{Total} = I_{cc \max DC MOD} \cdot N_{mod paralelo} = 8,89 \cdot 21 = 186,69 A \quad (26)$$

Que es la corriente calculada anteriormente como entrada del inversor, utilizamos éste valor de corriente y obtenemos una sección de:

$$S = \frac{2 \cdot 5 \cdot 186,69}{44 \cdot 0,015 \cdot 648,9} = 4,36 mm^2 \quad (21)$$

Éste resultado se obtiene aplicando el criterio de máxima caída de tensión en el cable, ahora se debe confirmar que esta sección también cumple el criterio de máxima corriente admisible. De igual forma que antes, debido a que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es sólo un poco mayor que la corriente en el punto de máxima potencia, se utiliza como valor de diseño de la corriente continua de la red principal 1,25 veces la corriente de cortocircuito del generador en condiciones STC.

Por lo que:

$$I_{max} = 1,25 \cdot 186,69 = 233,36 A \quad (27)$$

El cable de sección inmediatamente superior a la obtenida en el REBT tiene una sección de  $6 \text{ mm}^2$  y una intensidad máxima admisible de 72 A. Como la intensidad máxima que circula por los conductores de la instalación es de 233,36 A, no cumple con el criterio de máxima corriente, por lo que la sección no es válida para este tramo.

Se escoge una sección de que tenga una corriente máxima admisible superior a la que circula por el conductor,  $70 \text{ mm}^2$ , que tiene una corriente máxima admisible según el REBT de 280 A.

El cable está fijado a la pared sobre bandejas por lo tanto se debe modificar la corriente máxima admisible que es capaz de soportar en dichas condiciones. Aplicamos los siguientes factores de corrección que se obtienen del REBT.

Factor de corrección por estar en bandeja: 0,95

Factor de corrección para el caso de 2 cables unipolares: 1,225

Se obtiene una corriente máxima admisible de:

$$I_{\max adm} = I_{\max adm} \cdot F_{bandeja} \cdot F_{2 \text{ cables}} = 280 \cdot 0,95 \cdot 1,225 = 325 \text{ A} \quad (28)$$

Se puede comprobar que la intensidad máxima admisible que soporta el cable es superior a la intensidad máxima que circula por él, por lo tanto se puede considerar correcta una sección del cable para este tramo de  $70 \text{ mm}^2$ .

### 3.4.2. Parte corriente alterna

Este tramo de la instalación es del lado de corriente alterna en trifásica, para realizar el dimensionado de la parte de corriente alterna, se usa la siguiente expresión:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{C \cdot u} = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_l} \quad (29)$$

Donde:

S es la sección del cable.

L es la longitud del cable.

P es la potencia máxima del inversor (W).

C es la conductividad del cobre a  $90^\circ\text{C}$  que tiene un valor de  $44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$  cuando el aislamiento es XLPE.

$u$  es la máxima caída de tensión admisible que en corriente alterna se considera 2 %.

$U_L$  es la tensión de salida del inversor (V).

### Sección del cableado entre el inversor y el armario de CA

En este tramo el cableado recorre la distancia entre el inversor y el armario de CA. Para el cálculo se usa como longitud del cable, la distancia entre el inversor y el armario de CA. Igual que en el apartado anterior puesto que el inversor está situado en casetas, impidiendo de esta manera las desventajas que tendrían si estuviera en intemperie y el armario de AC está dentro de la caseta, la distancia por lo tanto no es superior a 5 m, utilizando el mismo cable y la misma sección puesto que son instalaciones similares.

La corriente que circula por el tramo trifásico entre el inversor y el armario de AC es la aporta el inversor. Aplicando la ecuación para el cálculo de la sección obtenemos como resultado:

$$S = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L} = \frac{117000 \cdot 5}{44 \cdot 0,02 \cdot 400 \cdot 400} = 4,15 \text{ mm}^2 \quad (29)$$

La sección superior a la que hemos obtenido es de 6 mm<sup>2</sup>, según el REBT la corriente máxima admisible para esta sección es de 66 A. No cumple con la especificación ya que es menor que la corriente que circula por el cable.

Elegimos entonces una sección superior y que tenga una corriente máxima admisible que permita que circule la intensidad máxima del inversor que es de 161 A. La sección seleccionada es de 35 mm<sup>2</sup>. Este cable tiene una corriente máxima admisible de 180 A según el REBT ITC-BT-07.

En este caso no aplicamos ningún factor de corrección ya que el cable circula por bandeja y es un único cable trifásico.

### Sección del cableado entre armario AC y Centro de Transformación.

En este último tramo, se calculan 4 secciones diferentes puesto que para transportar la energía desde las casetas de cada instalación hasta el centro de transformación hay diferentes distancias.

El caso más desfavorable es en el que la caseta se encuentra a la mayor distancia, que son aproximadamente unos 240 m. Si aplicamos la ecuación para el cálculo de la sección sin producirse una caída de tensión mayor al 2 % obtenemos:

$$S = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_l} = \frac{117000 \cdot 240}{44 \cdot 0,02 \cdot 400 \cdot 400} = 199,43 \text{ mm}^2 \quad (29)$$

La sección por tanto es de  $240 \text{ mm}^2$  que tiene una intensidad máxima admisible de 520 A

Modificamos su intensidad máxima admisible por estar enterrado bajo tubo y en una canalización separada 0,10 m, cuyo factor de corrección es de 0,76.

$$I_{\max adm} = I_{\max adm} \cdot F_{dist} = 520 \cdot 0,76 = 395,2 \text{ A} \quad (30)$$

Se puede comprobar que:

$$I_{\max adm} = 395,2 \text{ A} > I_{\max inv} = 161 \text{ A} \quad (31)$$

La segunda sección que calculamos es para la caseta que se encuentra aproximadamente a 160 m. Obtenemos una sección:

$$S = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_l} = \frac{117000 \cdot 160}{44 \cdot 0,02 \cdot 400 \cdot 400} = 132,95 \text{ mm}^2 \quad (29)$$

La sección por tanto es de  $150 \text{ mm}^2$  que tiene una intensidad máxima admisible de 400 A

Modificamos su intensidad máxima admisible por estar enterrado bajo tubo y en una canalización separada 0,10 m, cuyo factor de corrección es de 0,76.

$$I_{\max adm} = I_{\max adm} \cdot F_{dist} = 400 \cdot 0,76 = 292 \text{ A} \quad (32)$$

Se puede comprobar que:

$$I_{\max adm} = 292 \text{ A} > I_{\max inv} = 161 \text{ A} \quad (33)$$

La tercera sección corresponde con el tramo de 80 m de distancia entre la caseta y el centro de transformación. Obtenemos una sección:

$$S = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_l} = \frac{117000 \cdot 80}{44 \cdot 0,02 \cdot 400 \cdot 400} = 66,47 \text{ mm}^2 \quad (29)$$

La sección por tanto es de  $70 \text{ mm}^2$  que tiene una intensidad máxima admisible de 260 A

Modificamos su intensidad máxima admisible por estar enterrado bajo tubo y en una canalización separada 0,10 m, cuyo factor de corrección es de 0,76.

$$I_{\max adm} = I_{\max adm} \cdot F_{dist} = 260 \cdot 0,76 = 197,6 A \quad (34)$$

Se puede comprobar que:

$$I_{\max adm} = 197,6 A > I_{\max inv} = 161 A \quad (35)$$

Por último, la sección del último tramo, se utiliza una sección de 70 mm<sup>2</sup> que como he calculado anteriormente cumple con las restricciones impuestas.

A modo de resumen, se recogen los resultados obtenidos de las diferentes secciones para los tramos en cada instalación en la Tabla 15.

**Tabla 15. Secciones de los cables para los diferentes tramos.**

TRAMO	Sección (mm <sup>2</sup> )
Paneles y caja de conexión	6
Caja de conexión y armario de CC	25
Armario CC e inversor	70
Inversor y armario AC	35
Armario AC 1 y centro de transformación	240
Armario AC 2 y centro de transformación	150
Armario AC 3 y centro de transformación	70
Armario AC 4 y centro de transformación	70

Fuente: Elaboración propia

### 3.5. Dimensionado de las protecciones

Con el dimensionado de las protecciones lo que se pretende es que el elemento de protección desconecte lo antes posible una falta que se pueda producir en cualquier punto de la instalación, protegiendo de esta manera fallos o roturas de los demás elementos.

Para que la protección esté dimensionada correctamente, aplicamos la norma UNE 20460 que recoge que el aparato debe tener las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (36)$$

$$I_C \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (37)$$

Donde:

$I_B$  es la intensidad nominal de la línea.

$I_N$  es la intensidad nominal de la protección.

$I_Z$  es la intensidad máxima admisible que puede circular por la línea.

$I_C$  es la intensidad convencional de funcionamiento de la protección, que en el caso de fusibles es la intensidad de fusión y en el caso de interruptores automáticos la intensidad de disparo.

En el caso de que la protección sea mediante magnetotérmico se cumple la condición:

$$I_C = 1,45 \cdot I_N \quad (38)$$

En el caso de que la protección sea mediante fusible tipo gG se cumple que:

$$I_C = 1,6 \cdot I_N \quad (39)$$

En cada parte de la instalación se calculan los límites que nos imponen y se decide que tipo de protección es apropiada para el correcto funcionamiento.

### 3.5.1. Protección entre módulos y caja de conexiones.

En las cajas de conexiones se encuentran las salidas de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, el objetivo de esta protección es limitar la corriente que puede circular por el cableado y los módulos fotovoltaicos protegiendo la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos, aplicando las restricciones obtenemos los siguientes valores:

$$I_B = 8,1 \text{ A} \quad (40)$$

$$I_Z = 72 \text{ A} \quad (41)$$

$$I_N = 10 \text{ A} \quad (42)$$

$$8,1 \text{ A} = I_B \leq 10 \leq I_Z = 72 \text{ A} \quad (36)$$

$$I_C = 1,6 \cdot 10 = 16 \text{ A} \quad (39)$$

$$16 \text{ A} = I_C \leq 1,45 \cdot I_Z = 104,4 \text{ A} \quad (37)$$



Por lo tanto, como se cumplen las dos restricciones, en cada serie de módulos seleccionamos un fusible tipo gG de 10 A de corriente nominal. En cada caja de conexiones hay 7 fusibles, y como hay 12 cajas de conexiones, hay un total de 84 fusibles de 10 A en todo el sistema solar fotovoltaico.

### 3.5.2. Protección entre caja de conexiones y armario de CC.

En los armarios de corriente continua se encuentran las entradas de las cajas de conexiones que en este caso, son 7 conexiones en paralelo, por lo que se calcula la corriente que deben soportar. El objetivo de esta protección es limitar la corriente que puede circular por el cableado y la corriente que le llega al inversor, protegiendo la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos, aplicando las restricciones obtenemos los siguientes valores:

$$I_B = 7 \cdot 8,1 = 56,7 \text{ A} \quad (43)$$

$$I_Z = 128 \text{ A} \quad (44)$$

$$I_N = 63 \text{ A} \quad (45)$$

$$56,7 \text{ A} = I_B \leq 63 \leq I_Z = 128 \text{ A} \quad (36)$$

$$I_C = 1,6 \cdot 63 = 100,8 \text{ A} \quad (39)$$

$$100,8 \text{ A} = I_C \leq 1,45 \cdot I_Z = 185,6 \text{ A} \quad (37)$$

Por lo tanto, como se cumplen las dos restricciones, en cada serie de módulos seleccionamos un fusible tipo gG de 63 A de corriente nominal. En cada armario de CC hay 3 fusibles, y como hay 4 armarios de CC, hay un total de 12 fusibles de 63 A en todo el sistema solar fotovoltaico.

### 3.5.3. Protección entre armario de CC e inversor.

En la instalación, el inversor que hemos escogido, cuenta con las protecciones tanto en el lado de corriente continua como en el lado de corriente alterna, no siendo necesario la instalación en el inversor de protecciones para protegerle frente a sobrecargas y cortocircuitos, aplicando las restricciones obtenemos los siguientes valores:

$$I_B = 21 \cdot 8,1 = 170,1 \text{ A} \quad (46)$$

$$I_Z = 325 \text{ A} \quad (47)$$

$$I_N = 250 \text{ A} \quad (48)$$

$$170,1 \text{ A} = I_B \leq 250 \leq I_Z = 325 \text{ A} \quad (36)$$

$$I_C = 1,45 \cdot 250 = 362,5 \text{ A} \quad (39)$$

$$362,5 \text{ A} = I_C \leq 1,45 \cdot I_Z = 471,25 \text{ A} \quad (37)$$

Por lo tanto, el inversor debe soportar las corrientes calculas anteriormente con un interruptor magnetotérmico, y cumplir así con las restricciones.

#### **3.5.4. Protección entre inversor y armario de AC.**

Como se ha dicho anteriormente, en la instalación, el inversor que hemos escogido, cuenta con las protecciones tanto en el lado de corriente continua como en el lado de corriente alterna, no siendo necesaria la instalación en el inversor de protecciones para protegerle frente a sobrecargas y cortocircuitos.

Por lo tanto, en el armario de AC se utiliza un interruptor magnetotermico de 250 A de corriente nominal que protege el tramo desde el inversor hasta el centro de transformación.

### **3.6. Dimensionado de la puesta a tierra**

Para el dimensionado de la puesta a tierra de cada tramo, aplicamos las restricciones que nos impone el REBT y seleccionamos la sección más adecuada en cada caso.

#### **3.6.1. Puesta a tierra de los módulos**

La sección del cable de fase de la conexión entre los módulos y la caja de conexiones es de  $6 \text{ mm}^2$ , por lo tanto la sección del conductor de protección es de  $6 \text{ mm}^2$ .

#### **3.6.2. Puesta a tierra entre caja de conexiones y armario de CC**

La sección del cable de fase en este tramo tiene una sección de  $25 \text{ mm}^2$ , que está dentro del segundo grupo que nos indica el REBT, por lo que la sección mínima de los cables de protección debe ser de  $16 \text{ mm}^2$ .

**3.6.3. Puesta a tierra entre armario de CC e inversor**

La sección del cable de fase es de  $70 \text{ mm}^2$ , mayor de los  $35 \text{ mm}^2$  que nos indica el REBT, por lo tanto la sección mínima del cable protección se debe calcular con la expresión que nos indica en el REBT:

$$S_p = \frac{S_f}{2} = \frac{70}{2} = 35 \text{ mm}^2 \quad (49)$$

En el caso de que la sección calcula, no fuera una normalizada, el REBT indica que se debe usar una sección normalizada superior a la obtenida. En este caso si es una sección normalizada por lo que el resultado es válido.

**3.6.4. Puesta a tierra entre inversor y armario de AC**

La sección del cable de fase entre el inversor y el armario de AC es de  $35 \text{ mm}^2$ , por lo tanto la sección del conductor de protección es de  $35 \text{ mm}^2$  ya que está dentro de los valores indicados por el REBT.

**3.6.5. Puesta a tierra entre armario de AC 1 y centro de transformación**

La sección del cable de fase es de  $240 \text{ mm}^2$ , mayor de los  $35 \text{ mm}^2$  que nos indica el REBT, por lo tanto la sección mínima del cable protección se debe calcular con la expresión que nos indica en el REBT:

$$S_p = \frac{S_f}{2} = \frac{240}{2} = 120 \text{ mm}^2 \quad (50)$$

En este caso si es una sección normalizada por lo que el resultado para la sección del cable de protección es válido.

**3.6.6. Puesta a tierra entre armario de AC 2 y centro de transformación**

La sección del cable de fase es de  $150 \text{ mm}^2$ , mayor de los  $35 \text{ mm}^2$  que nos indica el REBT, por lo tanto la sección mínima del cable protección se debe calcular con la expresión que nos indica en el REBT:

$$S_p = \frac{S_f}{2} = \frac{150}{2} = 75 \text{ mm}^2 \quad (51)$$

En este caso no es una sección normalizada por lo que el resultado para la sección del cable de protección no es válido. Debemos seleccionar el cable de sección inmediatamente superior, que tiene una sección de  $95 \text{ mm}^2$ .

**3.6.7. Puesta a tierra entre armario de AC 3 y centro de transformación**

La sección del cable de fase es de  $70 \text{ mm}^2$ , mayor de los  $35 \text{ mm}^2$  que nos indica el REBT, por lo tanto la sección mínima del cable protección se debe calcular con la expresión que nos indica en el REBT:

$$S_p = \frac{S_f}{2} = \frac{70}{2} = 35 \text{ mm}^2 \quad (52)$$

En este caso si es una sección normalizada por lo que el resultado para la sección del cable de protección es válido.

**3.6.8. Puesta a tierra entre armario de AC 4 y centro de transformación**

Igual que en el armario de AC 3, la sección del cable de fase es de  $70 \text{ mm}^2$ , mayor de los  $35 \text{ mm}^2$  que nos indica el REBT, por lo tanto la sección mínima del cable protección se debe calcular con la expresión que nos indica en el REBT:

$$S_p = \frac{S_f}{2} = \frac{70}{2} = 35 \text{ mm}^2 \quad (53)$$

En este caso si es una sección normalizada por lo que el resultado para la sección del cable de protección es válido.

A modo de resumen, se recogen los resultados obtenidos de las diferentes secciones de los cables de protección para los tramos en cada instalación en la Tabla 16.

**Tabla 16. Secciones de los cables de protección para los diferentes tramos.**

<b>TRAMO</b>	<b>Sección (<math>\text{mm}^2</math>)</b>
<b>Paneles y caja de conexión</b>	6
<b>Caja de conexión y armario de CC</b>	16
<b>Armario CC e inversor</b>	35
<b>Inversor y armario AC</b>	35
<b>Armario AC 1 y centro de transformación</b>	120
<b>Armario AC 2 y centro de transformación</b>	95
<b>Armario AC 3 y centro de transformación</b>	35
<b>Armario AC 4 y centro de transformación</b>	35

Fuente: Elaboración propia

### 3.7. Dimensionado del centro de transformación

Para poder evacuar la potencia fotovoltaica total de la huerta solar y obtener la máxima prima posible, es necesario por la normativa vigente, hacerlo en Baja Tensión, a la red de distribución. Debido a que todos los generadores PV del sistema solar fotovoltaico, entregarán la energía en baja tensión (400 Vac), pero la línea disponible más cercana es de media tensión, se deberá elevar la tensión hasta 24kV, según las características del punto de conexión.

La solución adoptada, es conectar los generadores al lado de baja tensión del centro de transformación (400 V) y el lado de alta tensión del centro de transformación a la red (24 KV). La construcción del centro de transformación se realiza con el acuerdo contraído con la empresa distribuidora. Por este motivo se instalan dos centros de transformación, con sus protecciones, celdas de seccionamiento y medición. La función del centro de transformación propiedad de la compañía distribuidora es elevar la tensión de 400 V hasta 24 KV, y así poder efectuar la conexión a la línea. El coste de la construcción del centro de transformación y de los gastos asociados a éste, será asumido por el promotor del proyecto.

Cada inversor de la instalación presenta un factor de potencia uno, por lo que la potencia máxima inyectada a la red, es la máxima potencia pico que puede alcanzar el generador fotovoltaico. En este caso la potencia aparente máxima es de 110,25 KVA.

El transformador tiene que tener una potencia nominal superior a la máxima potencia aparente de entrada y una relación de transformación adecuada, acorde con las tensiones de generación y de la red eléctrica, que es de 0,4/20 KV

La potencia nominal comercial siguiente a la que nos aporta el inversor es de 160 KVA, para nuestro caso, se ha escogido una potencia de 250 KVA ya que el sistema lo forman dos transformadores que se conectan en paralelo.

El factor de seguridad que tiene el centro de transformación es por tanto:

$$F_{seg} = \frac{250 \text{ KVA}}{110,25 \text{ KVA}} = 2,27 \quad (54)$$

Este dato nos indica que el transformador cuenta con más del doble de la potencia que le suministra el inversor, y por tanto podemos conectar dos inversores en paralelo a cada transformador.

Por tanto, es técnicamente posible la conexión de dos inversores en paralelo ya que su potencia máxima entregada al transformador es de:

$$S_{total} = 2 \cdot S_{inv} = 2 \cdot 110,25 = 220,5 \text{ KVA} \quad (55)$$

El resultado es inferior a la potencia nominal de 250 KVA del transformador.

De ésta manera, al conectar dos inversores por cada transformador tenemos un ahorro económico, ya que los transformadores son elementos caros y muy voluminosos. Este hecho implica que utilizando la aparamenta suficiente, su mantenimiento es mínimo y en caso de mantenimiento es posible seguir inyectando energía a la red.

El factor de seguridad resultante es:

$$F_{seg} = \frac{250 \text{ KVA}}{220,5 \text{ KVA}} = 1,13 \quad (56)$$

El centro de transformación está lo suficientemente dimensionado para evacuar la potencia generada por los generadores fotovoltaicos que estén conectados en el momento de máxima potencia.

## **4. PLIEGO DE CONDICIONES**

### **4.1. Objeto**

El presente pliego de condiciones tiene por finalidad regular la ejecución de las obras, suministro de material, montaje e instalación y puesta en marcha de la instalación, fijando los niveles técnicos y de calidad exigibles, precisando las intervenciones que corresponden, según el contrato y con arreglo a la legislación aplicable a la propiedad, al contratista de la misma, sus técnicos y encargados, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

### **4.2. Material**

Todos los materiales a emplear en la obra del sistema solar fotovoltaico serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en las condiciones generales de índole técnica previstas en el pliego de condiciones.

En el caso de que un equipo o algún material resultaran dañados o en mal estado por su inadecuada o incompleta realización, se reparará o repondrá como consecuencia de la actividad a desarrollar.

Los materiales deberán ser almacenados en un área acondicionada, libre de humedad y con una temperatura adecuada para evitar el deterioro o daño de los mismos.

#### **4.2.1. Módulos fotovoltaicos**

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio policristalino, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas en la memoria, siendo del mismo modelo y totalmente compatibles entre ellos en el montaje y conexión.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65. Los marcos laterales serán de aluminio anodizado, color plata.

#### 4. PLIEGO DE CONDICIONES Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 10 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Todos los módulos fotovoltaicos vendrán con sus curvas características de tensión-intensidad y de potencia a  $25^{\circ}\text{C}$  de temperatura de célula y una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

##### **4.2.2. Inversor**

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.



#### 4. PLIEGO DE CONDICIONES Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superior a las condiciones estándar de medida (CEM). Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida).
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles cumpliendo con la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

#### **4.2.3. Estructura soporte**

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el código técnico de la edificación (CTE) y demás normas aplicables. La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

#### **4.2.4. Cableado**

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

#### **4.2.5. Protecciones**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (artículo 14). En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (50,5 y 48 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,15 Un y 0,85 Un respectivamente) serán para cada fase.

Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre el interruptor o interruptores del equipo o equipos generadores.

Las protecciones deberán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones necesarias sobre el sistema de conmutación y sobre la integración en el equipo generador de las funciones de protección.

En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

### **4.3. Montaje**

El primer paso a la hora del montaje del sistema solar fotovoltaico, será la limpieza y el zanjeado de terreno en los que se llevará a cabo la construcción de la cimentación para el soporte de las estructuras móviles.

#### **4.3.1. Estructura soporte**

En primer lugar, se transportará la estructura soporte semi-montada, desde el punto de fabricación hasta el emplazamiento. Éste transporte no requiere de ningún transporte especial, se llevará a cabo mediante camiones de la empresa distribuidora.

Una vez limpio el terreno, y allanado, se fija la estructura molde facilitada por la empresa del seguidor solar, que servirá para construir la cimentación.

La cimentación se realizará a través de una zapata cilíndrica de 7,5 m<sup>3</sup>, flexible, de tipo superficial y de hormigón armado con parrilla de barras de acero corrugado.

El anclaje del seguidor a las zapatas se realizará mediante una virola de acero cilíndrica y una serie de barras corrugadas radiales que minimizan el riesgo de fisura de la zapata. La unión del seguidor a las zapatas se realizará mediante una placa de anclaje de acero y de pernos a 90° repartidos a lo largo de la placa de anclaje.

Para la colocación de la estructura en V se utilizará la misma máquina que se utilizó para la limpieza y allanado del terreno.

El instalador comprobará el estado de las parrillas, las correctas dimensiones tales como longitud, altura y superficie de anclaje de los módulos.

El montaje de los módulos se hará con la parilla en el suelo, y una vez colocados los módulos se elevará la parrilla hasta su posición con la estructura V.

En el apartado Anexos se explica detalladamente el montaje de la estructura soporte en el que se puede visualizar también el proceso.

#### **4.3.2. Módulos fotovoltaicos**

Después de verificar la parilla de la estructura soporte, se procede al montaje mecánico de los módulos fotovoltaicos. Se colocarán respetando los márgenes de distancia y seguridad impuestos por el fabricante.

#### 4. PLIEGO DE CONDICIONES Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

Una vez colocados se fijarán siguiendo las indicaciones del fabricante que pueden seguirse en el apartado de anexos.

Posteriormente después del montaje mecánico se realiza el montaje eléctrico, se conectarán utilizando los conectores proporcionados por el fabricante y se hará una conexión siguiendo los resultados calculado en los cálculos técnicos.

A continuación se fijan firmemente los terminales de los cables a los tornillos de conexiones teniendo en cuenta el positivo y el negativo indicados en la caja de conexiones, cerrando y colocando la caja de conexiones en su posición correspondiente.

##### **4.3.3. Inversor**

Para la instalación del inversor se ha de seleccionar el lugar adecuado para la instalación, teniendo en cuenta que la instalación debe realizarse en lugares secos protegidos de fuentes de calor y humedad. Es necesario también que el inversor se instale en un lugar ventilado sin excesivo polvo y que no supere los límites de temperatura ambiente entre -20 °C y 65 °C.

Una vez elegido el lugar se comenzará con la instalación, el inversor irá instalado en una edificación prefabricada. Para la instalación de los prefabricados de hormigón se requiere haber realizado previamente una excavación en el terreno de las dimensiones que se adjuntan en las especificaciones del fabricante en el apartado de Anexos. Se recomienda hacer una losa de hormigón armado cuando la resistencia del terreno sea inferior a 1 kg/cm<sup>2</sup> o en terrenos donde haya probabilidad de aparición de acuíferos.

En el fondo de la excavación (exista o no solera cimentada) se debe disponer siempre de un lecho de arena lavada y nivelada de 150 mm de espesor mínimo. El montaje del prefabricado EHC se realiza en fábrica. Se deberá prever el fácil acceso de un camión de 31 tn de carga (caso más desfavorable) y una grúa para poder realizar la descarga sin presencia de obstáculos.

Una vez montado el edificio, deberá quedar de inmediato rodeado completamente de tierra hasta su cota de enterramiento para evitar que las aguas provenientes de lluvias muevan las arenas bajo el edificio y puedan provocar movimientos o fracturas en las piezas que sustentan dicho edificio.

La instalación del inversor debe realizarse por personal técnico cualificado, consultando las normas que regulan tanto la utilización de cables, conectores y canalizaciones. El inversor se colocará fijado a la pared sin que los cables estén colgados.

#### 4. PLIEGO DE CONDICIONES Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

No se obstruirá de forma alguna las salidas y entradas de ventilación al equipo.

Es importante evitar cualquier tipo de contacto con las partes internas del inversor que podrían provocar averías.

Es un equipo de primera mano, pero se deberá tener en cuenta que ha podido ser conectado anteriormente a tensión, por lo que se tendrá especial cuidado con este aspecto.

##### **4.3.4. Cableado**

Antes de proceder al conexionado definitivo de los cables a sus equipos se llevarán a cabo las siguientes comprobaciones:

- Se procederá al pelado de los hilos, para lo que se empleará herramienta adecuada, con el fin de no deteriorar el hilo ni su aislamiento.
- Se efectuará una comprobación al 100 % de la continuidad eléctrica de los hilos que se pretenda conectar. Esta comprobación se realizará en circuito abierto, alimentando con una batería de corriente continua y utilizando un aparato luminoso o acústico.
- Se realizará una comprobación del aislamiento entre los conductores y de sus protecciones a tierra.
- Simultáneamente con el conexionado, se realizarán las operaciones de apriete, enhebrado o taladro que deban llevarse a cabo para asegurar la estanqueidad del paso del cable o el grapado de los perfiles normalizados que aseguren su firmeza.

Durante la ejecución de las obras y finalizadas las mismas el director de la obra podrá verificar los trabajos realizados de acuerdo con las especificaciones del pliego de condiciones, incluyendo en la finalización de la obra las pruebas del funcionamiento de los equipos.

#### **4.4. Mantenimiento**

Una vez que se realiza todo el montaje y comprobación de los elementos, se conectarán primero los seccionadores de alta y a continuación el interruptor de alta, dejando en vacío el transformador. Posteriormente, se conectará el interruptor general de baja, procediendo en último término a la maniobra de la red de baja tensión.

Si al poner en servicio una línea se disparase el interruptor automático o hubiera fusión de cartuchos fusibles, antes de volver a conectar se reconocerá detenidamente la línea e instalaciones y, si se observase alguna irregularidad, se dará cuenta de modo inmediato a la empresa suministradora de energía.

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo en el que se incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes de cada elemento.

Éste mantenimiento lo realizará personal técnico cualificado realizando un informe técnico de cada una de las visitas al sistema solar fotovoltaico en el que se reflejarán las condiciones y el estado de las instalaciones así como las incidencias ocurridas.

Cada elemento consta de un mantenimiento específico el cual se detalla a continuación:

##### **4.4.1. Módulo fotovoltaico**

Los módulos están diseñados para una larga vida útil y apenas requieren mantenimiento, por su propia configuración, sin partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión bien protegidas del ambiente exterior por capas de material protector.

Si el ángulo del módulo fotovoltaico es de 5 grados o más, las precipitaciones normales son suficientes para mantener limpia la superficie de vidrio del módulo en la mayoría de las condiciones climáticas. Si la acumulación de suciedad se vuelve excesiva, limpiar la superficie de vidrio únicamente con un trapo suave utilizando agua. Si fuera necesario limpiar la parte trasera del módulo, sea sumamente cuidadoso para no dañar los materiales de dicha parte.

Para garantizar el perfecto funcionamiento del sistema, comprobar la conexión del cableado y el estado de las envolturas de los cables regularmente. En los módulos FV con revestimiento anti-reflectante de vidrio como en el caso de ésta instalación que se

#### 4. PLIEGO DE CONDICIONES Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

compone de módulos del modelo ND-R250A5, no tocar el vidrio, pues las huellas dactilares o manchas dejarán fácilmente marcas en él. Si la suciedad se acumula en exceso, limpiar la superficie de vidrio solamente con agua.

##### **4.4.2. Inversor**

El mantenimiento del inversor no requiere de un alto nivel, ya que posee de indicadores de manera remota o en el propio frontal que nos indican el estado. Son poco frecuentes las averías en estos equipos por su simplicidad, es por ello que su mantenimiento es menor y es suficiente con hacer una comprobación visual del conexionado y cableado de los componentes y además evitar la acumulación de polvo o suciedad que pueda obstruir los conductos de ventilación.

##### **4.4.3. Estructura soporte**

La estructura soporte tiene un fácil y reducido mantenimiento que será correctivo y preventivo electromecánico anual de los seguidores en los plazos y con la frecuencia que determine el cliente.

En este mantenimiento se revisarán las partes tanto mecánicas como eléctricas para conservar la vigencia de la garantía.

##### **4.4.4. Cableado**

Se eliminará la suciedad de los conductores y se comprobará el estado mecánico de los cables, terminales y uniones.

#### **4.5. Análisis ambiental**

En éste apartado se intenta analizar el impacto medioambiental que tienen las instalaciones solares fotovoltaicas. Haciendo un análisis de los diferentes factores como el ruido, destrucción de ecosistema, emisiones o residuos, se puede considerar que tiene un impacto nulo, dándose estos factores exclusivamente en la fabricación pero no en la utilización de estas instalaciones.

En los procesos industriales de la fabricación de los diferentes elementos que componen la instalación, se utilizan componentes y procesos de fabricación en los que



#### 4. PLIEGO DE CONDICIONES Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

se generan emisiones gaseosas a la atmósfera y vertidos que tienen un impacto sobre el medioambiente.

Estos vertidos y residuos están regulados por ley, impidiendo que las empresas fabricantes puedan verterlo y provocar un efecto nocivo para el medio ambiente. Los residuos son almacenados por las empresas mediante sistemas de almacenaje hasta la retirada de los mismos por empresas especializadas en la gestión de residuos.

Esto implica un aumento del coste en la fabricación debido al reciclaje, y un coste asociado al proceso de diseño que ha de tener en cuenta los posibles residuos.

En cuanto al proceso de funcionamiento, se puede verificar que es una energía limpia, no ruidosa, ya que la generación fotovoltaica es un proceso totalmente silencioso, y la conversión producida por el inversor al trabajar en muy altas frecuencias, no son audibles para los humanos.

No emite emisiones de CO<sub>2</sub> ya que no requiere de ningún tipo de combustión para la generación de energía, solo utiliza como fuente de energía el Sol.

La ubicación donde se realiza la instalación es un lugar rústico sin vegetación ni fauna luego no supone un efecto nocivo para el ecosistema.

Por último debido a que los elementos de los que se compone el sistema no necesitan verter ningún residuo, ya que su funcionamiento es puramente eléctrico y su refrigeración se realiza por convección natural hacen a las instalaciones solares fotovoltaicas, sistemas limpios y renovables.

#### **4.6. Estudio de la seguridad y salud**

Según el Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción se debe incluir en el proyecto el estudio de seguridad y salud que a continuación se detallan una serie de normas que se deben cumplir obligatoriamente para la realización de la obra por el personal autorizado.

Entre los riesgos laborales que podemos encontrar en la obra del sistema solar fotovoltaico destacan los siguientes:

- Caídas del personal a distintos niveles o mismo nivel.
- Electrocutaciones.
- Quemaduras producidas por descargas eléctricas.
- Caídas de materiales y rebotes.

#### 4. PLIEGO DE CONDICIONES Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

- Desplome de las estructuras.
- Generación excesiva de polvo.
- Sobresfuerzos por posturas incorrectas.

Para prevenir los riesgos expuestos anteriormente y otros de menor importancia pero que puedan ocasionar peligro para la salud, el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, establece una serie de medios para la protección del personal, entre las que destacan:

- Queda terminantemente prohibida la entrada en el local de esta estación a toda persona ajena al servicio y siempre que el encargado del mismo se ausente, deberá dejarlo cerrado con llave.
- Se pondrán en sitio visible del local, y a su entrada, placas de aviso de “Peligro de muerte”.
- No está permitido fumar ni encender cerillas ni cualquier otra clase de combustible en el interior del local del centro de transformación y en caso de incendio no se empleará nunca agua.
- No se tocará ninguna parte de la instalación en tensión, aunque se esté aislado.
- Todas las maniobras se efectuarán colocándose convenientemente los sistemas de seguridad como son:
  - o Casco.
  - o Cuerdas para la fijación del cinturón.
  - o Guantes aislantes.
  - o Calzado de seguridad.
  - o Protectores auditivos.
  - o Caretas.
  - o Gafas.
- En sitio bien visible estarán colocadas las instrucciones relativas a los socorros que deben prestarse en los accidentes causados por electricidad, debiendo estar el personal instruido prácticamente a este respecto, para aplicarlas en caso necesario.
- También, y en sitio visible, debe figurar el presente pliego de condiciones y esquema de todas las conexiones de la instalación.
- Se dispondrá de botiquín de primeros auxilios con el contenido necesario, y se informará al inicio de la obra de la situación de los diferentes puntos con primeros auxilios a los cuales se deberá trasladar a los accidentados.

## 5. PRESUPUESTO ECONÓMICO Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

### 5. PRESUPUESTO ECONÓMICO

#### 5.1. Presupuesto

En éste apartado se evalúa el coste económico que supone toda la instalación del sistema solar fotovoltaico. Se desglosa parte a parte en la que se indica la descripción del elemento, su precio unitario, la unidad en la que se mide y su coste.

**Tabla 17. Módulo fotovoltaico.**

Componentes	Cantidad	Unidad	€/unidad	Importe €
Módulo SHARP modelo ND-R250A5	1764	Ud.	354,00 €	624.456,00 €
Conector macho Multicontact mc4	108	Ud.	2,13 €	230,04 €
Conector hembra Multicontact mc4	108	Ud.	2,80 €	302,40 €
TOTAL sin IVA				624.988,44 €
IVA 21 %				131.247,57 €
TOTAL				756.236,01 €

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 18. Inversor.**

Componentes	Cantidad	Unidad	€/unidad	Importe €
Inversor modelo Ingecon Sun 90	4	Ud.	22.762,00 €	91.048,00 €
Edificio prefabricado modelo EHC-1	4	Ud.	5.640,00 €	22.560,00 €
TOTAL sin IVA				113.608,00 €
IVA 21 %				23.857,68 €
TOTAL				137.465,68 €

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 19. Estructura soporte.**

Componentes	Cantidad	Unidad	€/unidad	Importe €
Estructura soporte modelo MS-2 TRACKER 10	36	Ud.	9.000,00 €	324.000,00 €
Hormigón para zapatas	270	m3	48,00 €	12.960,00 €
TOTAL sin IVA				336.960,00 €
IVA 21 %				70.761,60 €
TOTAL				407.721,60 €

Fuente: Elaboración propia

## 5. PRESUPUESTO ECONÓMICO Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

**Tabla 20. Centro de transformación.**

Componentes	Cantidad	Unidad	€/unidad	Importe €
Edificio prefabricado modelo EHC-5	1	Ud.	8.455,00 €	8.455,00 €
Contador Hager modelo EC-372	2	Ud.	573,28 €	1.146,56 €
Transformador Schneider Electric 250 KVA	2	Ud.	14.600,00 €	29.200,00 €
			TOTAL sin IVA	38.801,56 €
			IVA 21 %	8.148,33 €
			TOTAL	46.949,89 €

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 21. Cableado.**

Componentes	Cantidad	Unidad	€/unidad	Importe €
Cable rojo unipolar sección 6 mm2	3150	m	4,35 €	13.702,50 €
Cable negro unipolar sección 6 mm2	3150	m	4,35 €	13.702,50 €
Cable amarillo-verde unipolar sección 6 mm2	3150	m	4,35 €	13.702,50 €
Tubería corrugada modelo Ultra Tp-1 50 mm diámetro	3150	m	1,63 €	5.134,50 €
Cable rojo unipolar sección 25 mm2	400	m	16,54 €	6.616,00 €
Cable negro unipolar sección 25 mm2	400	m	16,54 €	6.616,00 €
Cable amarillo-verde unipolar sección 25 mm2	400	m	16,54 €	6.616,00 €
Tubería corrugada modelo Ultra Tp-1 90 mm diámetro	400	m	3,50 €	1.400,00 €
Cable rojo unipolar sección 70 mm2	10	m	41,45 €	414,50 €
Cable negro unipolar sección 70 mm2	10	m	41,45 €	414,50 €
Cable amarillo-verde unipolar sección 70 mm2	10	m	41,45 €	414,50 €
Bandeja Pemsaband Sx 100x60	10	m	15,00 €	150,00 €
Cable rojo unipolar sección 35 mm2	10	m	21,73 €	217,30 €
Cable negro unipolar sección 35 mm2	10	m	21,73 €	217,30 €
Cable azul unipolar sección 35 mm2	10	m	21,73 €	217,30 €
Cable amarillo-verde unipolar sección 35 mm2	10	m	21,73 €	217,30 €
Bandeja Pemsaband Sx 100x60	10	m	15,00 €	150,00 €
Cable rojo unipolar sección 70 mm2	90	m	41,45 €	3.730,50 €
Cable negro unipolar sección 70 mm2	90	m	41,45 €	3.730,50 €
Cable azul unipolar sección 70 mm2	90	m	41,45 €	3.730,50 €

## 5. PRESUPUESTO ECONÓMICO Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

Cable amarillo-verde unipolar sección 35 mm <sup>2</sup>	90	m	21,73 €	1.955,70 €
Tubería corrugada modelo Ultra Tp-1 125 mm diámetro	90	m	6,10 €	549,00 €
Cable rojo unipolar sección 150 mm <sup>2</sup>	160	m	88,41 €	14.145,60 €
Cable negro unipolar sección 150 mm <sup>2</sup>	160	m	88,41 €	14.145,60 €
Cable azul unipolar sección 150 mm <sup>2</sup>	160	m	88,41 €	14.145,60 €
Cable amarillo-verde unipolar sección 95 mm <sup>2</sup>	160	m	55,39 €	8.862,40 €
Tubería corrugada modelo Ultra Tp-1 180 mm diámetro	160	m	8,42 €	1.347,20 €
Cable rojo unipolar sección 240 mm <sup>2</sup>	240	m	132,00 €	31.680,00 €
Cable negro unipolar sección 240 mm <sup>2</sup>	240	m	132,00 €	31.680,00 €
Cable azul unipolar sección 240 mm <sup>2</sup>	240	m	132,00 €	31.680,00 €
Cable amarillo-verde unipolar sección 120 mm <sup>2</sup>	240	m	73,39 €	17.613,60 €
Tubería corrugada modelo Ultra Tp-1 225 mm diámetro	240	m	12,00 €	2.880,00 €
			TOTAL sin IVA	251.778,90 €
			IVA 21 %	52.873,57 €
			TOTAL	304.652,47 €

Fuente: Elaboración propia

Tabla 22. Protecciones.

Componentes	Cantidad	Unidad	€/unidad	Importe €
Fusible df Electric gG 10 A	84	Ud.	4,80 €	403,20 €
Fusible df Electric gG 63 A	12	Ud.	23,00 €	276,00 €
Interruptor magnetotérmico Schneider Electric 250 A	4	Ud.	168,00 €	672,00 €
Armario poliéster CC 650x400x200 mm	4	Ud.	341,95 €	1.367,80 €
Armario poliéster AC 650x400x200 mm	4	Ud.	341,95 €	1.367,80 €
			TOTAL sin IVA	4.086,80 €
			IVA 21 %	858,23 €
			TOTAL	4.945,03 €

Fuente: Elaboración propia

## 5. PRESUPUESTO ECONÓMICO Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

**Tabla 23. Detalles del montaje.**

Componentes	Cantidad	Unidad	€/unidad	Importe €
Obra civil	1	Ud.	9.700,00 €	9.700,00 €
Trabajo fijación paneles	1	Ud.	2.100,00 €	2.100,00 €
Trabajo montaje parrilla del seguidor	36	Ud.	100,00 €	3.600,00 €
Trabajo montaje de material de tierra	1	Ud.	250,00 €	250,00 €
Trabajo de conexiones de equipos	1	Ud.	275,00 €	275,00 €
TOTAL sin IVA				15.925,00 €
IVA 21 %				3.344,25 €
TOTAL				19.269,25 €

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 24. Presupuesto total.**

	Importe €
<b>TOTAL MATERIAL INSTALACIÓN</b>	1.370.223,70 €
<b>TOTAL MONTAJE</b>	15.925,00 €
<b>TOTAL sin IVA</b>	1.386.148,70 €
<b>IVA 21 %</b>	291.091,23 €
<b>TOTAL</b>	<b>1.677.239,93 €</b>

Fuente: Elaboración propia

## 5. PRESUPUESTO ECONÓMICO Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

### 5.2. Análisis de la rentabilidad

Antes de realizar el análisis de la rentabilidad del proyecto, se debe hacer un estudio energético con el que se puede calcular la producción del sistema solar fotovoltaico, y utilizar los datos obtenidos para realizar el estudio económico.

A continuación se muestran los datos obtenidos de la producción diaria y mensual, con un sistema de seguimiento de 2 ejes con los siguientes datos de partida, que se resumen en la Tabla 25:

Localización: 40° 6' 3'' latitud Norte, 3° 57' 47'' longitud Oeste y tiene una altitud de 636 metros

Potencia nominal del sistema de FV: 441.0 kW (silicio policristalino)

Pérdidas estimadas debido a la temperatura: 9.0% (utilizando los datos locales de la temperatura ambiente)

Pérdidas estimadas debido a efectos angulares de reflectancia: 2.6%

Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 10.0%

Pérdidas combinadas del sistema FV: 21.5%

**Tabla 25. Datos de producción estimada.**

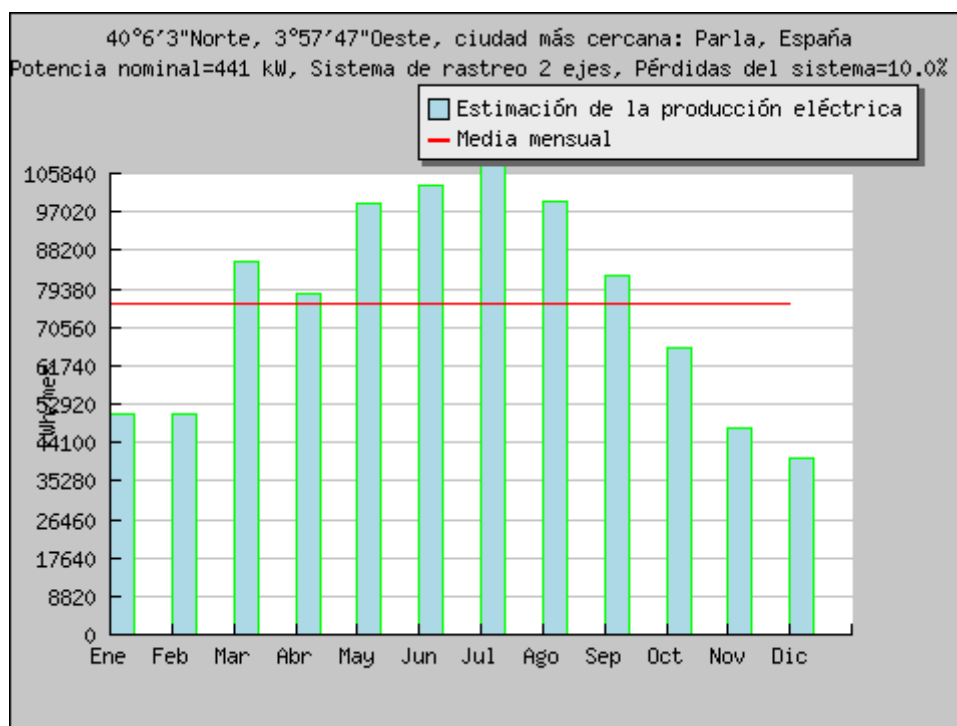
	<b>Producción mensual (KWh)</b>	<b>Producción diaria (KWh)</b>
<b>Ene</b>	50518	1630
<b>Feb</b>	50833	1815
<b>Mar</b>	85462	2757
<b>Abr</b>	78362	2612
<b>May</b>	98960	3192
<b>Jun</b>	102920	3431
<b>Jul</b>	109215	3523
<b>Ago</b>	99236	3201
<b>Sep</b>	82231	2741
<b>Oct</b>	65909	2126
<b>Nov</b>	47274	1576
<b>Dic</b>	40436	1304
<b>Media anual</b>	75946	2492
<b>Producción total anual (KWh)</b>		911356

Fuente: Datos de radiación solar EUROPEAN COMMISSION

## 5. PRESUPUESTO ECONÓMICO Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

En la siguiente Figura 39 se puede visualizar un gráfico de la evolución de la producción a partir de los datos obtenidos en la tabla.

**Figura 39. Gráfico de la evolución de la producción.**



**Fuente: Datos de radiación solar EUROPEAN COMMISSION**

Una vez que hemos obtenido la producción anual que inyecta el sistema solar fotovoltaico a la red, se realiza el estudio económico. Con los datos de partida que se resumen en la Tabla 26, se hace la estimación del dinero que se obtiene cada año con la producción, estos datos se pueden visualizar en la siguiente Tabla 27.

**Tabla 26. Datos de partida para estudio económico.**

Datos	Valor
<b>Inversión</b>	1.677.239,93 €
<b>Energía inyectada anual KWh</b>	911356
<b>Tarifa venta energía €/KWh</b>	0,4633
<b>inflación %</b>	2,20%
<b>Mantenimiento y seguro</b>	5.200,00 €
<b>Disminución de rendimiento anual</b>	0,80%

**Fuente: Elaboración propia**



## 5. PRESUPUESTO ECONÓMICO Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

**Tabla 27. Resultados.**

<b>Año</b>	<b>Costes</b>	<b>Producción</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Cash (C)</b>
<b>0</b>	0 €	0	0 €	- 1.677.239,93 €
<b>1</b>	5.200,00 €	911356	422.231,23 €	417.031,23 €
<b>2</b>	5.314,40 €	904065,15	418.853,38 €	413.538,98 €
<b>3</b>	5.431,32 €	896832,63	415.502,56 €	410.071,24 €
<b>4</b>	5.550,81 €	889657,97	412.178,54 €	406.627,73 €
<b>5</b>	5.672,92 €	882540,71	408.881,11 €	403.208,19 €
<b>6</b>	5.797,73 €	875480,38	405.610,06 €	399.812,33 €
<b>7</b>	5.925,28 €	868476,54	402.365,18 €	396.439,90 €
<b>8</b>	6.055,63 €	861528,72	399.146,26 €	393.090,62 €
<b>9</b>	6.188,86 €	854636,5	395.953,09 €	389.764,23 €
<b>10</b>	6.325,01 €	847799,4	392.785,46 €	386.460,45 €
<b>11</b>	6.464,16 €	841017,01	389.643,18 €	383.179,02 €
<b>12</b>	6.606,37 €	834288,87	386.526,03 €	379.919,66 €
<b>13</b>	6.751,71 €	827614,56	383.433,83 €	376.682,11 €
<b>14</b>	6.900,25 €	820993,64	380.366,36 €	373.466,10 €
<b>15</b>	7.052,06 €	814425,7	377.323,42 €	370.271,37 €
<b>16</b>	7.207,20 €	807910,29	374.304,84 €	367.097,63 €
<b>17</b>	7.365,76 €	801447,01	371.310,40 €	363.944,64 €
<b>18</b>	7.527,81 €	795035,43	368.339,92 €	360.812,11 €
<b>19</b>	7.693,42 €	788675,15	365.393,20 €	357.699,78 €
<b>20</b>	7.862,68 €	782365,75	362.470,05 €	354.607,37 €
<b>21</b>	8.035,65 €	776106,82	359.570,29 €	351.534,64 €
<b>22</b>	8.212,44 €	769897,97	356.693,73 €	348.481,29 €
<b>23</b>	8.393,11 €	763738,78	353.840,18 €	345.447,07 €
<b>24</b>	8.577,76 €	757628,87	351.009,46 €	342.431,70 €

**Fuente:** Elaboración propia

Una vez calculados los resultados para la vida útil de la instalación, se procede a estimar los parámetros que nos indican la viabilidad del proyecto.

## 5. PRESUPUESTO ECONÓMICO Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red

### 5.2.1. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto también conocido como valor actualizado neto, cuyo acrónimo es VAN, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, es decir, actualizar mediante una tasa, todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La tasa que se aplica es la tasa de descuento ( $r$ ), y en este caso, ya que el proyecto tiene una vida útil de 25 años, la estimamos con el valor del bono español a 30 años, 7,01 %.

Por lo tanto:

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^{24} \frac{C_i}{(1+r)^i} = 2.779.802,11 \text{ €}$$

Este primer parámetro nos indica que el proyecto es rentable ya que es un valor positivo y elevado.

### 5.2.2. Tasa interna de retorno (TIR)

El segundo parámetro es la tasa interna de retorno de una inversión, está definida como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, es decir, la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero.

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^{24} \frac{C_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

$$TIR = 24 \%$$

En éste caso como se puede comprobar, la TIR tiene un valor de un 24 % que nos indica que el proyecto tiene una gran viabilidad económica.

### 5.2.3. Periodo de recuperación

El periodo de recuperación nos indica en qué tiempo se recupera la inversión inicial. En este caso el periodo de recuperación es de 5 años.

## 6. CONCLUSIÓN

El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica está actualmente en un proceso de desarrollo e implantación, en el que las nuevas tecnologías y avances permiten diseñar instalaciones que puedan transformar la energía procedente del Sol en energía eléctrica de manera cada vez más eficiente.

En este sentido, el proyecto surge con el objetivo de diseñar y dimensionar una instalación solar fotovoltaica de 441 KWp en un emplazamiento en el que la energía recibida del Sol es abundante, pudiendo transformarla e inyectándola a la red eléctrica de distribución.

Para ello, el trabajo aborda la descripción y dimensionado de las principales partes de la instalación solar fotovoltaica. Entre los componentes de los diferentes fabricantes analizados se han seleccionado aquellos que permiten conseguir la mejor solución técnica y económica, cumpliendo siempre con los aspectos técnicos, normativos y ambientales vigentes.

El estudio de viabilidad económica confirma que la rentabilidad esperada del proyecto es positiva, como así lo indican los parámetros que hemos detallado en el citado apartado.

Para finalizar, las futuras líneas de investigación refuerzan la importancia de las tecnologías solares fotovoltaicas. Por ejemplo, el Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT) ha publicado el descubrimiento de unos nanotubos de carbono que permiten potenciar la luz hasta un 100 %. Con los nanotubos implantados en los paneles se podría mejorar el grado de eficacia por lo menos hasta el 70 %.

En definitiva los paneles solares suponen una tecnología, que aprovechando las fuentes de energía renovables, está siendo cada vez más utilizada y que presenta un potencial desarrollo muy prometedor.

**7. BIBLIOGRAFÍA**

“Instalaciones solares fotovoltaicas”. José Roldán Vilorio. Ed. Paraninfo, 1ª edición 2010.

“ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”. Javier María Méndez, Rafael Cuervo, ECA INSTITUTO DE TECNOLOGÍA Y FORMACIÓN. Ed. FUNDACIÓN CONFEMETAL 2ª edición.

“Energía solar fotovoltaica”. Marcelo Romero Tous. Ed. CEAC. 2010

“Pliego de condiciones técnicas de instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red”. IDAE. 2011.

Web IDAE: <http://www.idae.es/>

Web AEmet: <http://www.aemet.es/es/portada>

Web EUROPEAN COMMISSION: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Web Energías Renovables: <http://www.energias-renovables.com>

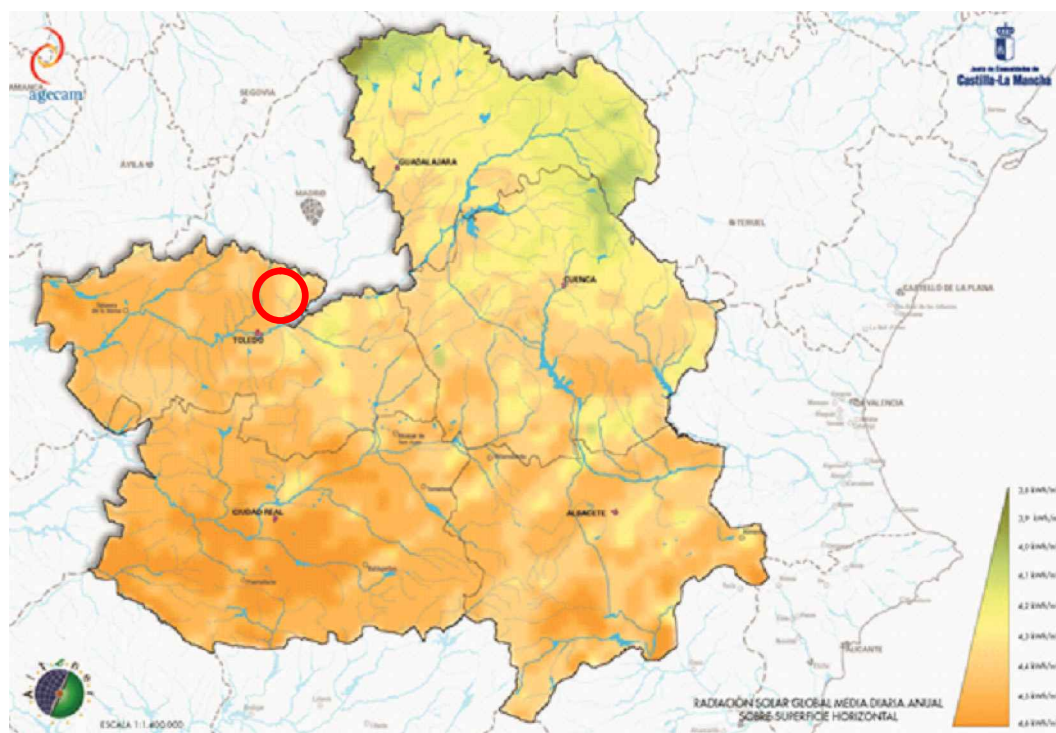
Web noticias jurídicas: <http://noticias.juridicas.com/>


Web Agencia de la energía de Castilla la Mancha: <http://www.agecam.es>

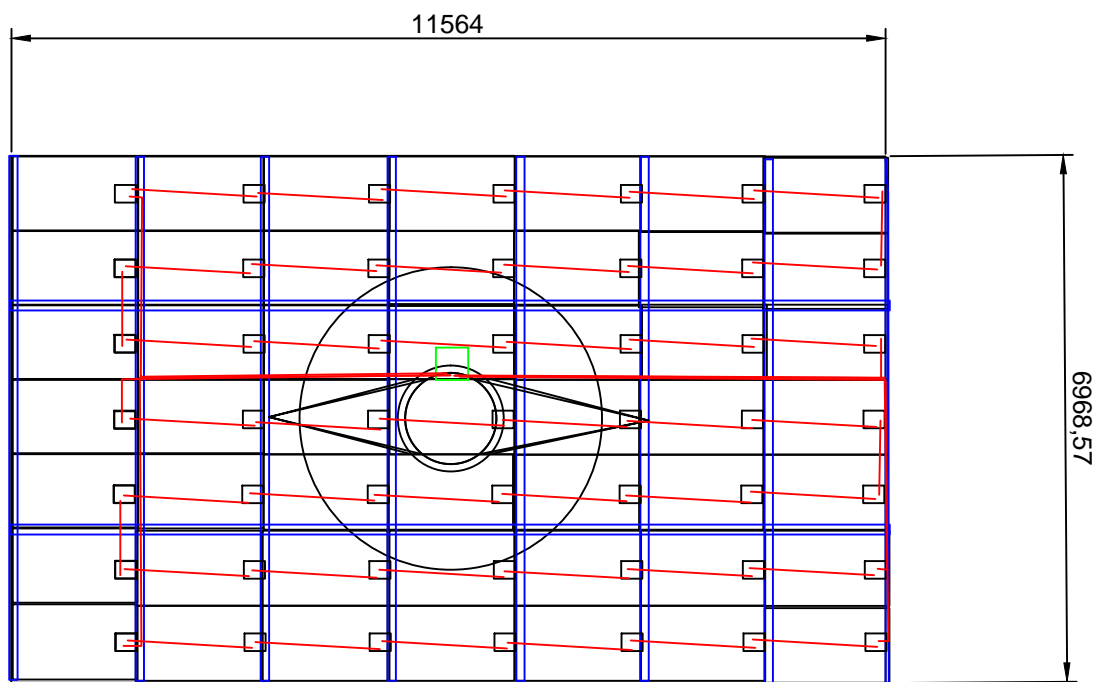
Web Energía solar – Solarweb: <http://www.solarweb.net/>

Web catastro: <http://www.catastro.meh.es/>

**8. PLANOS**



 <b>Universidad Carlos III</b>	<b>GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA</b>	<b>DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA</b>
<b>TFG:</b> <b>SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADO A RED PARA GENERACIÓN</b>		<b>Nombre:</b> <b>CARLOS CENAMOR GÓMEZ</b> <b>ESCALA:</b> <b>FECHA: 05/09/2012</b>
<b>LOCALIZACIÓN</b>		<b>PLANO: 1</b>



- ☐ Módulos fotovoltaicos  
☐ Caja de conexiones  
 — Cableado



Universidad  
Carlos III

GRADO EN INGENIERÍA  
ELÉCTRICA

DEPARTAMENTO DE  
INGENIERIA ELÉCTRICA

TFG:

SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA  
CONECTADO A RED PARA GENERACIÓN

Nombre:

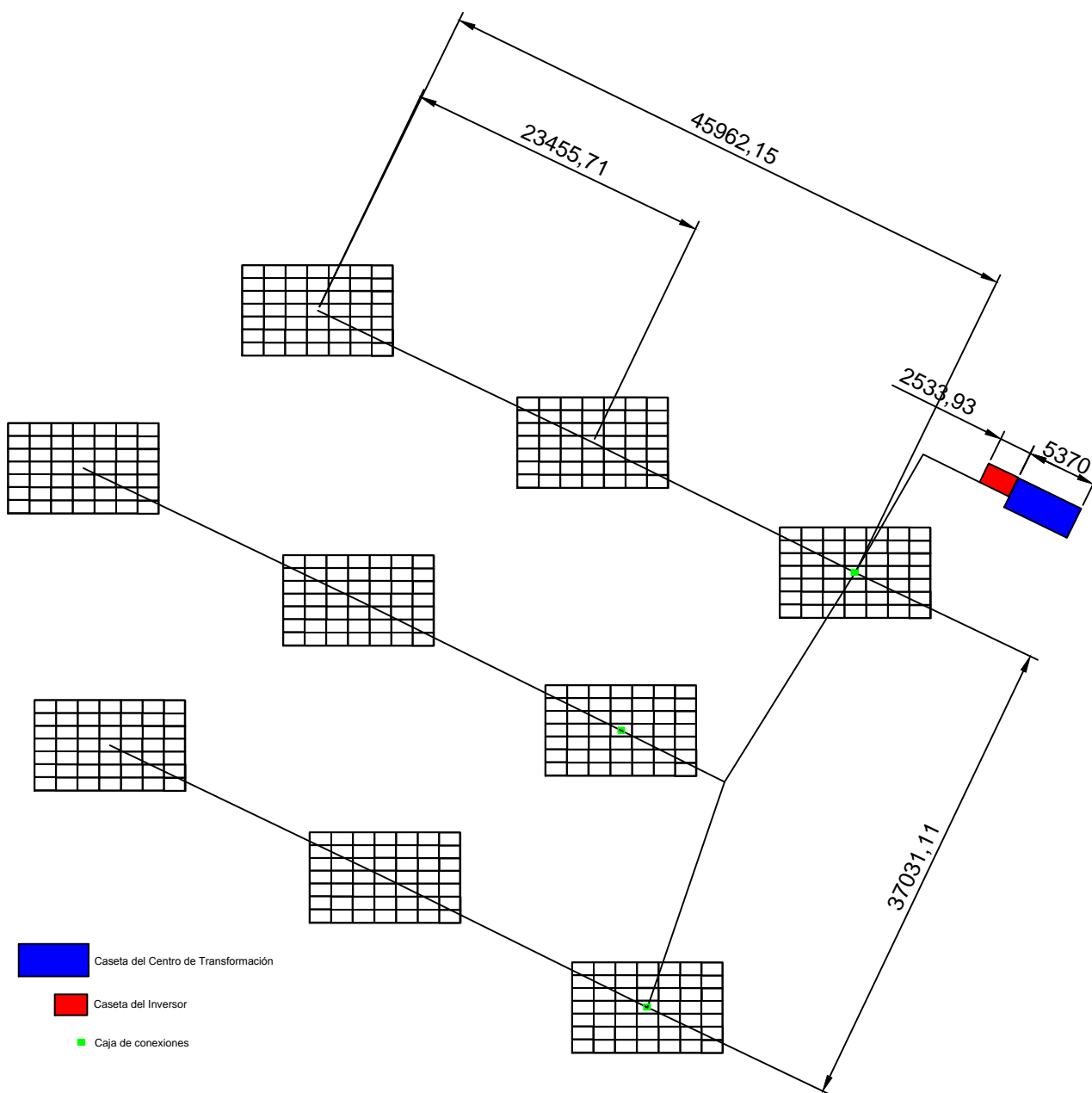
CARLOS CENAMOR GÓMEZ

ESCALA: 1/100

FECHA: 05/09/2012

SEGUIDOR SOLAR

PLANO: 2



Universidad  
Carlos III

GRADO EN INGENIERÍA  
ELÉCTRICA

DEPARTAMENTO DE  
INGENIERIA ELÉCTRICA

TFG:

SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA  
CONECTADO A RED PARA GENERACIÓN

Nombre:

CARLOS CENAMOR GÓMEZ

ESCALA: 1/500

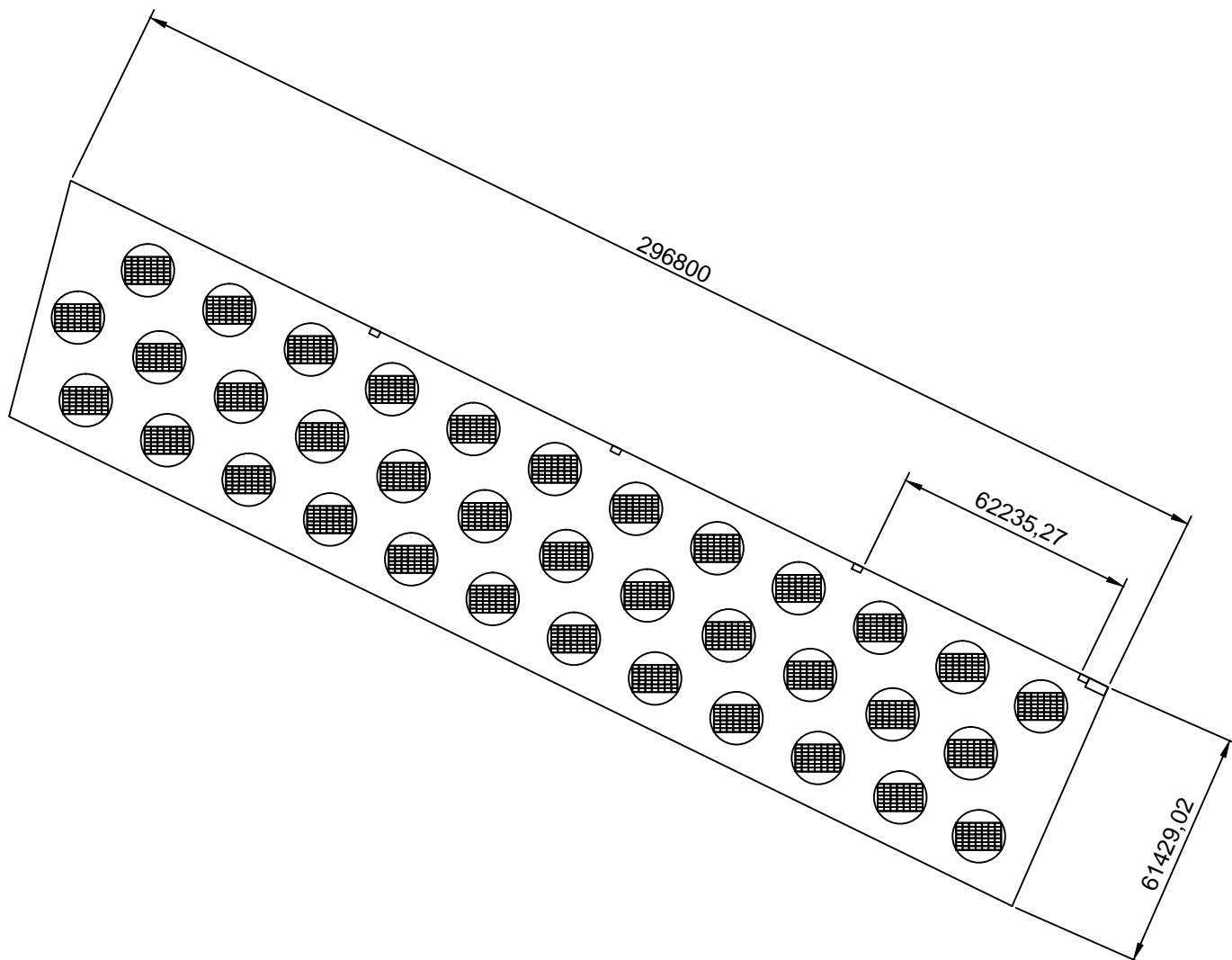
FECHA: 05/09/2012

INSTALACIÓN 110,25 KW

PLANO: 3







Universidad  
Carlos III

GRADO EN INGENIERÍA  
ELÉCTRICA

DEPARTAMENTO DE  
INGENIERIA ELÉCTRICA

TFG:

SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA  
CONECTADO A RED PARA GENERACIÓN

Nombre:

CARLOS CENAMOR GÓMEZ

ESCALA: 1/1748,25 FECHA: 05/09/2012

DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA SOLAR  
FOTOVOLTAICO

PLANO: 5

## 9. ANEXOS

## Localización



**REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE**  
45128A005002850000FA

**DATOS DEL INMUEBLE**

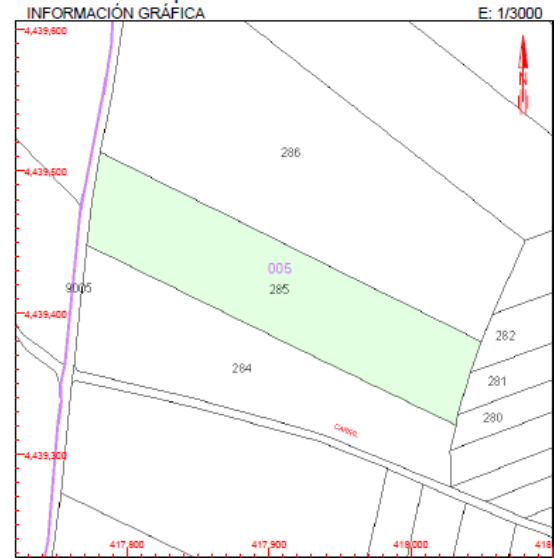
<b>LOCALIZACIÓN</b>	
Polígono 5 Parcela 285	
EL RAYO. PALOMEQUE [TOLEDO]	
<b>USO LOCAL PRINCIPAL</b>	<b>AÑO CONSTRUCCIÓN</b>
Agrario [Labor o Labradío secoano 01]	---
<b>COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN</b>	<b>SUPERFICIE CONSTRUIDA m²</b>
---	---

**DATOS DE LA FINCA A LA QUE PERTENECE EL INMUEBLE**

<b>SITUACIÓN</b>		
Polígono 5 Parcela 285		
EL RAYO. PALOMEQUE [TOLEDO]		
<b>SUPERFICIE CONSTRUIDA m²</b>	<b>SUPERFICIE SUELO m²</b>	<b>TIPO DE FINCA</b>
---	17.839	---

**CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES**  
**BIENES INMUEBLES DE NATURALEZA RÚSTICA**

Municipio de PALOMEQUE Provincia de TOLEDO



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la SEC.

418,000 Coordenadas UTM, en metros.  
 Límite de Manzana  
 Límite de Parcela  
 Límite de Construcciones  
 Mobiliario y aceras  
 Límite zona verde  
 Hidrografía

Jueves , 2 de Agosto de 2012

## Módulo fotovoltaico



**ND-RxxxA5 (60 células)**  
**xxx = 250|245|240|235|230 W**  
 Módulos fotovoltaicos de silicio policristalino

**Sharp es una empresa pionera en el sector fotovoltaico**  
**/This is Why:** Es por Eso que los módulos solares Sharp son el ejemplo a seguir desde hace más de 50 años.



#### Innovaciones de la empresa líder en fotovoltaica

Como especialista con más de 50 años de experiencia en fotovoltaica (FV), Sharp contribuye de forma decisiva al desarrollo de la tecnología solar. Los módulos fotovoltaicos Sharp de la serie ND están pensados para aplicaciones con una alta demanda de potencia. Todos los módulos Sharp de la serie ND ofrecen una óptima integración de sistema a nivel técnico y económico y son aptos para el montaje en instalaciones FV conectadas a la red.



**GALARDONADA POR SER LA MARCA MÁS CONOCIDA, MEJOR VALORADA Y PREFERIDA POR INSTALADORES Y DISTRIBUIDORES.**

#### Certificados y homologaciones

Todos los módulos han sido probados y certificados de acuerdo con:

- IEC/EN 61215 e IEC/EN 61730, Application class A
  - Clase de Seguridad II/CE
- Sharp ha sido certificada en base a:
- ISO 9001:2008 e ISO 14001:2004

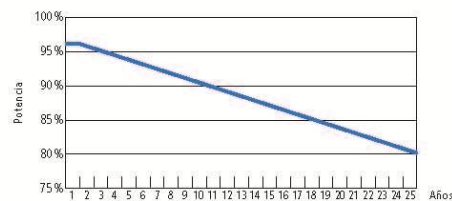
#### Características del producto

- Módulos fotovoltaicos de alto rendimiento con células de silicio policristalinas (156,5 mm)<sup>2</sup> con coeficientes de rendimiento hasta 15,2%.
- Tecnología de triple barra colectora para aumentar la producción de rendimiento.
- Capa antirreflectante para aumentar la absorción de luz.
- Producción controlada sujeta a una tolerancia positiva de 0 a +5%. Sólo se entregarán módulos con la potencia especificada o superior para un mayor rendimiento energético.
- Entrega de módulos en intervalos de 5 vatios.
- Coeficiente de temperatura mejorado para reducir las pérdidas de energía a temperaturas más altas.
- Alto rendimiento energético, incluso a baja irradiación.

#### Calidad de Sharp

Continuos controles garantizan una calidad duradera. Todos los módulos son sometidos a ensayos ópticos, mecánicos y eléctricos. Los reconocerá por la etiqueta original de Sharp, el número de serie y la garantía de Sharp:

- 10 años de garantía al producto
- 25 años de garantía de rendimiento lineal
  - 96% de la potencia mínima de salida especificada durante el primer año
  - Máxima degradación del rendimiento del 0,667% anual los siguientes 24 años



**Resistencia al amoníaco probada (DLG Fotoktest)**



**Corrosión de ambiente salino probada (IEC 61701)**

Versión: Abril 2012

## Módulo fotovoltaico

## DATOS ELÉCTRICOS (STC)

		ND-R250A5	ND-R245A5	ND-R240A5	ND-R235A5	ND-R230A5	
Potencia nominal	$P_{max}$	250	245	240	235	230	$W_p$
Tensión en circuito abierto	$V_{oc}$	37,6	37,3	37,2	36,8	36,4	V
Corriente de cortocircuito	$I_{sc}$	8,68	8,62	8,57	8,49	8,41	A
Tensión en el punto de máxima potencia	$V_{mpp}$	30,9	30,7	30,4	30,3	30,3	V
Corriente en el punto de máxima potencia	$I_{mpp}$	8,10	7,99	7,90	7,76	7,61	A
Coefficiente de rendimiento del módulo	$\eta_m$	15,2	14,9	14,6	14,3	14,0	%

STC = Standard Test Condition: irradiación de 1.000 W/m<sup>2</sup>; AM 1.5, temperatura de la célula de 25 °C.Las características eléctricas están clasificadas dentro de  $\pm 10\%$  de los valores indicados de  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y de 0 a +5% de  $P_{max}$  (tolerancia de medición de potencia  $\pm 3\%$ ).

## DATOS ELÉCTRICOS (NOCT)

		ND-R250A5	ND-R245A5	ND-R240A5	ND-R235A5	ND-R230A5	
Potencia nominal	$P_{max}$	180,2	176,6	173,0	169,3	165,7	$W_p$
Tensión en circuito abierto	$V_{oc}$	36,7	36,4	36,4	36,0	35,6	V
Corriente de cortocircuito	$I_{sc}$	7,0	6,96	6,92	6,85	6,79	A
Tensión en el punto de máxima potencia	$V_{mpp}$	27,7	27,5	27,2	27,1	27,1	V
Temperatura Operativa Nominal de la Célula	NOCT	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	°C

NOCT: Temperatura de funcionamiento del módulo con una irradiación de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura del aire de 20 °C, velocidad del viento 1 m/s.

## VALORES LÍMITE

Tensión de sistema máxima admisible	1.000 V CC
Corriente inversa máxima	15 A
Rango de Temperatura	-40 bis +90 °C
Capacidad de carga máxima	2.400 N/m <sup>2</sup>

## DATOS MECÁNICOS

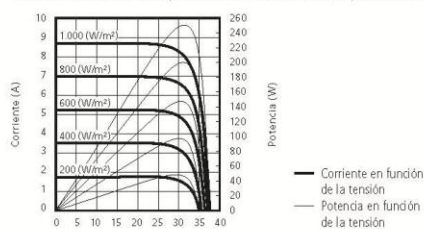
Longitud	1.652 mm (+/-3,0 mm)
Ancho	994 mm (+/-2,0 mm)
Profundidad	46 mm (+/-0,8 mm)
Peso	19 kg

## COEFICIENTE DE TEMPERATURA

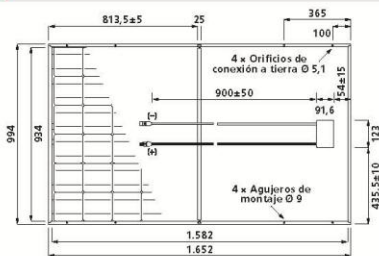
$P_{max}$	-0,440 % / °C
$V_{oc}$	-0,329 % / °C
$I_{sc}$	+0,038 % / °C

## CURVAS CARACTERÍSTICAS ND-R250A5

Curvas características: Corriente/potencia en función de la tensión (temperatura de célula: 25 °C)



## VISTA TRASERA



## DATOS GENERALES

Células	policristalinas, 156,5 mm x 156,5 mm, 60 células en serie
Vidrio frontal	vidrio blanco templado, de 3 mm
Material del marco	Aluminio anodizado, color plata
Caja de conexiones	PPE/resina PPO, clasificación IP65, 58 x 125 x 15 mm, 3 diodos de bypass
Cable	4 mm², longitud 900 mm
Conector	SMK (compatible con MC4), Tipo CCT9901-2361F/2451F (Catálogo No. P51-7H/R51-7), IP67 Para prolongar los cables de conexión del módulo, utilice únicamente el conector SMK en la misma serie o el conector MultiContactAG MC4 (PV-KST04/PV-KBT04)

## REGISTRO

Sharp Solar garantiza durante muchos años seguridad, calidad del producto y la conservación del valor; para ello, lo único que le pedimos es que registre sus módulos con el número de serie, para que le podamos enviar el certificado de garantía. Registre sus módulos de forma fácil y sencilla en [www.brandaddedvalue.net](http://www.brandaddedvalue.net).

Sharp Energy Solution Europe - a division of Sharp Electronics (Europe) GmbH - Sonninstrasse 3, 20097 Hamburg, Germany - Tel: +49(0)40/2376-0 - Fax: +49(0)40/2376-2193

[www.sharp.es/solar](http://www.sharp.es/solar)**SHARP**

Responsabilidad local:

Austria SolarInfo.at@sharp.eu  
 Benelux SolarInfo.seb@sharp.eu  
 Central & Eastern Europe SolarInfo.scee@sharp.eu  
 Denmark SolarInfo.dk@sharp.eu  
 France SolarInfo.fr@sharp.eu

Germany SolarInfo.de@sharp.eu  
 Scandinavia SolarInfo.sen@sharp.eu  
 Spain & Portugal SolarInfo.es@sharp.eu  
 Switzerland SolarInfo.ch@sharp.eu  
 United Kingdom SolarInfo.uk@sharp.eu

La portada muestra una instalación de 13 kWp en el norte de Alemania. Nota: Los datos técnicos pueden ser modificados sin previo aviso. Rogamos solicite a Sharp las hojas de datos actuales antes de utilizar un producto de Sharp. Sharp no se responsabiliza de datos en equipos que han sido donados con productos de Sharp sin la consulta previa a una fuente de información segura. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no son garantizadas. Encontrará las instrucciones de instalación y operación en los manuales correspondientes o podrá descargarlas de [www.sharp.eu/solar](http://www.sharp.eu/solar). Este módulo no debería conectarse directamente a una carga.

SolarND\_60A5\_50412

## Módulo fotovoltaico



### MANUAL GENERAL DE INSTALACIÓN

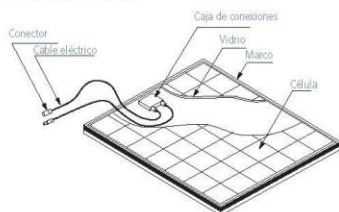
#### Serie ND/NU

SE RUEGA LEER DETENIDAMENTE ESTE MANUAL ANTES DE INSTALAR O USAR LOS MÓDULOS.  
SE RUEGA ENTREGAR AL CLIENTE EL MANUAL DE USUARIO ADJUNTO (PÁGINAS 8-14).

#### 1. INTRODUCCIÓN

Este manual de instalación contiene información básica cuyo conocimiento es obligatorio antes de la instalación mecánica y eléctrica de los módulos fotovoltaicos de Sharp. Asimismo, contiene información de seguridad con la que debe familiarizarse. Toda la información descrita en este manual es propiedad intelectual de Sharp y se basa en tecnologías y experiencias adquiridas y acumuladas en la longeva trayectoria de Sharp. Este documento no constituye una garantía, expresa o implícita. Sharp no asume y declina expresamente la responsabilidad por pérdidas, daños o gastos ocasionados o relacionados de algún modo con la instalación, funcionamiento, uso o mantenimiento de los módulos fotovoltaicos. Sharp no asume responsabilidad por cualquier infracción de patentes u otros derechos de terceros que puedan originarse a partir del uso de los módulos fotovoltaicos. Sharp se reserva el derecho a realizar cambios en el producto, sus especificaciones o el manual de instalación sin previo aviso.

#### 2. COMPONENTES



#### 3. INFORMACIÓN GENERAL (INCLUIDA LA DE ADVERTENCIA Y SEGURIDAD)

La instalación de módulos fotovoltaicos requiere un alto nivel de capacitación y sólo debe ser realizada por profesionales cualificados y con la correspondiente licencia, incluidos el contratista y los electricistas. Se ruega tener en cuenta que existe un riesgo elevado de sufrir distintos tipos de lesiones durante la instalación, incluido el riesgo de descarga eléctrica. Todos los módulos fotovoltaicos de Sharp están equipados con una caja de conexiones fijada de forma permanente, que admite diversas aplicaciones del cableado, o bien con un montaje especial de cables para facilitar la instalación. No requieren un montaje particular.

##### < ADVERTENCIA GENERAL >


- Los módulos fotovoltaicos son pesados. Manipúlelos con cuidado.
- Antes de intentar instalar, cablear, utilizar y mantener un módulo fotovoltaico, asegúrese de que entiende completamente la información descrita en este manual de instalación.
- El contacto con partes eléctricamente activas de un módulo fotovoltaico, tales como los terminales, puede dar lugar a quemaduras, chispas y descarga letal tanto si los módulos fotovoltaicos están conectados como si no lo están.
- Los módulos fotovoltaicos producen electricidad si su superficie recibe una cantidad suficiente de luz del sol o de otras fuentes luminosas. Cuando los módulos están conectados en serie, se suman las tensiones. Cuando los módulos están conectados en paralelo, se suman las intensidades. Como resultado, un sistema de módulos fotovoltaicos de gran tamaño puede producir tensiones y corrientes elevadas, que pueden constituir un peligro aún mayor y causar lesiones graves o incluso la muerte.
- No conecte los módulos fotovoltaicos directamente a cargas tales como motores, puesto que la variación de la potencia de salida en función de la irradiación solar causará daños al motor conectado.
  - 1: en caso de motor sin escobillas, la función de bloqueo se activa y el circuito sensor de corriente probablemente sufrirá daños.
  - 2: en caso de motor con escobillas, probablemente se dañará la bobina.
- En caso de acumularse nieve, se deslizará mejor por la superficie lisa del módulo que por otras partes del tejado. La nieve puede resbalar repentinamente, caer desde el tejado y golpear objetos o zonas cercanas. Tome medidas preventivas (p. ej., paranieves) cuando existe el peligro de que esto ocasionara lesiones o daños.

##### < SEGURIDAD GENERAL >

- Consulte los códigos locales y otras reglas aplicables relativas a los permisos necesarios y la normativa que regula los requisitos de instalación e inspección.
- Antes de instalar un módulo fotovoltaico, póngase en contacto con las autoridades pertinentes para determinar qué requisitos existen en cuanto a permisos, instalación e inspección a los que deba atenerse.
- Instale los módulos fotovoltaicos y sus soportes básicos de acuerdo con las reglas y normativas aplicables.
- Los módulos fotovoltaicos deben instalarse y mantenerse por parte de personal cualificado. Sólo el instalador o el personal de servicio técnico debe tener acceso al emplazamiento de instalación del módulo fotovoltaico.



## Módulo fotovoltaico



**MANUAL GENERAL DE INSTALACIÓN**

5. Con independencia del lugar donde se instalen los módulos fotovoltaicos, ya se trate de montaje en tejados o en cualquier otro tipo de estructuras por encima del nivel del suelo, deben seguirse unas pautas adecuadas de seguridad y usarse el equipo de seguridad requerido para evitar posibles peligros. Tenga en cuenta que la instalación de algunos módulos fotovoltaicos en tejados podría exigir la adición de protecciones antiincendios, dependiendo del código local sobre incendios o construcción.
6. Si los módulos fotovoltaicos no son aptos para integración en tejado, deben montarse sobre un tejado resistente al fuego.
7. Se ruega que utilice módulos fotovoltaicos con el mismo tamaño de célula dentro de una serie.
8. Siga todas las precauciones de seguridad con el resto de componentes utilizados en el sistema.
9. A fin de evitar el riesgo de lesiones o descargas eléctricas, no permita el acceso a los módulos fotovoltaicos a personas con escasos conocimientos sobre módulos fotovoltaicos o sobre las medidas que deben tomarse si éstos están dañados.
10. No proteja partes del módulo fotovoltaico de la luz solar durante periodos prolongados. La célula que ha estado a la sombra puede calentarse (lo que se denomina fenómeno hot spot), dando lugar al descascarillamiento de las juntas de soldadura. El sombreado causa una reducción de la potencia generada y/o el fallo funcional de los módulos fotovoltaicos.
11. No limpie la superficie de vidrio con agentes químicos. No deje que el agua permanezca durante mucho tiempo sobre la superficie de vidrio de los módulos fotovoltaicos. Esto implica el riesgo de eflorescencia blanca o aciegamiento del vidrio (enfermedad del vidrio), que puede deteriorar la generación de energía.
12. No instale el módulo fotovoltaico horizontalmente. Esto puede dar lugar a suciedad o eflorescencia blanca (enfermedad del vidrio) debido al agua.
13. No cubra los huecos de drenaje del agua que posee el marco. Existe riesgo de daños por heladas si el marco se llena con el agua acumulada.
14. Si hubiera que considerar la carga de nieve, deben tomarse las medidas adecuadas para que el borde inferior del marco del módulo fotovoltaico no resulte dañado.
15. No exponga el módulo fotovoltaico a luz solar concentrada mediante espejos, lentes o medios similares.
16. Desconecte los inversores y disyuntores inmediatamente si hubiera algún problema.
17. Si se rompiera la superficie de vidrio de un módulo fotovoltaico, use gafas protectoras y aplique cinta adhesiva para mantener los fragmentos en su lugar.
18. Un módulo fotovoltaico defectuoso puede generar energía incluso si se retira del sistema. Puede resultar peligroso manipular el módulo fotovoltaico mientras está expuesto a la luz solar. Coloque los módulos fotovoltaicos defectuosos en una caja de forma que las células fotovoltaicas estén completamente a la sombra.
19. En caso de conexión en serie, la máxima tensión de circuito abierto no debe superar la máxima tensión especificada para el sistema. La tensión es proporcional al número de paneles en serie. En caso de conexión en paralelo, asegúrese de tomar las medidas adecuadas (p.ej., fusible para proteger el módulo y el cable frente a sobretensión y/o diodo de bloqueo para prevenir desequilibrios de tensión entre los strings) a fin de bloquear el contraflujo de corriente. La corriente puede fluir fácilmente en sentido contrario.
20. Mantenga los módulos fuera del alcance de los niños.

**< SEGURIDAD EN EL MANEJO >**

1. No cargue excesivamente la superficie del módulo fotovoltaico ni tuerza el marco. La superficie de vidrio se puede romper fácilmente.
2. No se suba encima ni pise el módulo fotovoltaico. La superficie de vidrio del módulo fotovoltaico es resbaladiza, existe riesgo de caída.
3. No golpee ni aplique una carga excesiva sobre el vidrio o la lámina posterior. La célula fotovoltaica es muy delgada y puede romperse fácilmente.
4. No arañe ni golpee la lámina posterior. La lámina posterior es frágil.
5. No golpee la caja de conexiones ni tire de los cables. La caja de conexiones se puede resquebrajar y romper.
6. Nunca toque la caja de conexiones o el extremo final de los cables de salida con la mano descubierta si el módulo fotovoltaico está siendo irradiado. Cubra la superficie del módulo fotovoltaico con un trapo u otro material suficientemente opaco para aislar el módulo fotovoltaico de la luz incidente, y maneje los cables llevando guantes de goma para evitar descargas eléctricas.
7. No arañe el cable de salida ni lo doble con fuerza. El aislamiento del cable de salida puede deteriorarse, lo que puede dar lugar a una fuga de corriente o descargas.
8. No tire excesivamente del cable de salida. El cable de salida puede desconectarse y producir una fuga de corriente o descarga.
9. No taladre el marco. Puede perjudicar la resistencia mecánica del marco y dar lugar a su corrosión.
10. No arañe la cobertura aislante del marco (excepto para la conexión a tierra). Esto puede dar lugar a la corrosión del marco o perjudicar su resistencia mecánica.
11. No afloje ni retire los tornillos del módulo fotovoltaico. Puede poner en un compromiso la resistencia de la unión de módulos fotovoltaicos y provocar corrosión.
12. No toque el módulo fotovoltaico sin llevar guantes de protección. El marco del módulo fotovoltaico tiene bordes afilados que pueden provocar lesiones.
13. No deje caer el módulo fotovoltaico ni permita que caigan objetos sobre él.
14. No intente concentrar artificialmente la luz solar sobre el módulo fotovoltaico.
15. No levante el módulo fotovoltaico cogiéndolo por un único lado. El marco podría doblarse. Tome el módulo fotovoltaico por dos lados opuestos.

**< SEGURIDAD EN LA INSTALACIÓN >**

1. Utilice siempre equipo protector para la cabeza, guantes aislantes y calzado de seguridad (con suela de goma).
2. Mantenga el módulo fotovoltaico en su embalaje hasta su instalación.
3. No toque el módulo fotovoltaico durante la instalación más de lo necesario. La superficie de vidrio y los marcos se calientan. Existe riesgo de quemaduras, e incluso de colapso debido a una descarga eléctrica.
4. No trabaje en condiciones de lluvia, nieve o viento.
5. Utilice herramientas con aislamiento.

## Módulo fotovoltaico



### MANUAL GENERAL DE INSTALACIÓN

6. No utilice herramientas húmedas.
7. No deje caer herramientas ni objetos rígidos sobre los módulos fotovoltaicos.
8. Cuando instale módulos fotovoltaicos a distancia considerable del suelo, no deje caer ningún objeto (p. ej., módulo fotovoltaico o herramientas).
9. Asegúrese de que no se generen gases inflamables cerca del emplazamiento de instalación.
10. Cubra completamente la superficie del módulo fotovoltaico con un material opaco durante la instalación y cableado.
11. Enchufe el conector de modo que quede bien fijo y asegúrese de que el cableado funciona correctamente.
12. Debido al riesgo de descarga eléctrica, no trabaje si los terminales del módulo fotovoltaico están húmedos.
13. No toque la caja de conexiones ni los extremos de los cables de salida (conectores) con la mano descubierta durante la instalación ni bajo la luz solar, independientemente de si el módulo fotovoltaico está conectado o no al sistema.
14. No desenchufe el conector si el circuito del sistema está conectado a una carga.
15. No pise con fuerza el vidrio mientras trabaja. Existe riesgo de lesión o descarga eléctrica si se rompe el vidrio.
16. No trabaje a solas (hágalo siempre en un grupo de al menos 2 personas).
17. Póngase un cinturón de seguridad cuando trabaje a gran distancia del suelo.
18. No lleve joyas metálicas que puedan causar descargas eléctricas durante la instalación.
19. No dañe la lámina posterior de los módulos fotovoltaicos cuando los sujete a un soporte mediante pernos.
20. No dañe los módulos fotovoltaicos circundantes ni su estructura de montaje cuando sustituya un módulo fotovoltaico.
21. Conecte los cables por sus retenedores aislantes. Si se dejan los cables colgando de la caja de conexiones, podrían aparecer diversos problemas, como las mordidas de animales o la fuga de corriente en un charco.
22. Tome las medidas adecuadas para evitar que el laminado (compuesto de resina, células, vidrio, lámina posterior, etc.) se salga del marco si se rompiera el vidrio.
23. Los cables deben colocarse de forma que no queden expuestos a la luz solar directa una vez instalados, para prevenir su degradación.
24. Si se usan baterías con los módulos, siga las precauciones de seguridad del fabricante.
25. En caso de acumulación extrema de nieve, su peso puede causar deformaciones en el marco del módulo. Tome las medidas preventivas adecuadas para minimizar cualquier daño que pueda producirse.

#### 4. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

En la mayoría de las aplicaciones, los módulos fotovoltaicos deben instalarse en un emplazamiento carente de sombra durante todo el año. En el hemisferio Norte, los módulos fotovoltaicos deben estar orientados hacia el Sur, mientras que en el hemisferio Sur deben mirar hacia el Norte.

Asegúrese de que no hay elementos perjudiciales en los alrededores del emplazamiento de instalación. Tome las medidas oportunas para mantener la fiabilidad y seguridad de los módulos fotovoltaicos en el caso de que se usen en áreas como: zonas de fuertes nevadas/zonas extremadamente frías/zonas de vientos fuertes/instalaciones sobre o cerca del agua/zonas donde las instalaciones son propensas a sufrir excesiva salinidad (\*)/islas pequeñas o zonas desiertas.

(\*) Si pretende utilizar los módulos fotovoltaicos allí donde existe una alta salinidad, póngase antes en contacto con un agente local de Sharp para determinar el método de instalación adecuado, o bien si la instalación es posible.

#### 5. ÁNGULO DE INCLINACIÓN

El ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico se mide entre dicho módulo y una superficie horizontal de base. El módulo fotovoltaico genera la máxima potencia de salida si está orientado directamente al sol.

Se recomiendan 5 grados o más para el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico para el mantenimiento (véase 11. Mantenimiento).

Para los sistemas independientes con una batería, en los que los módulos fotovoltaicos están adosados a una estructura permanente, el ángulo de inclinación de los módulos debe determinarse para optimizar su rendimiento también cuando la luz solar sea lo menor posible. En general, si la generación de energía eléctrica es adecuada cuando la luz solar es mínima, el ángulo elegido es adecuado durante el resto del año. Para instalaciones conectadas a la red pública, en las que los módulos fotovoltaicos están adosados a una estructura permanente, se recomienda inclinar el módulo fotovoltaico un ángulo igual a la latitud del emplazamiento de instalación, de forma que la generación de energía en el módulo sea óptima durante todo el año.

#### 6. CABLEADO

Para garantizar el correcto funcionamiento del sistema y conservar la garantía, procure que la polaridad de los cables al conectarlos sea correcta (figuras 1 y 2) cuando conecte los módulos a una batería o a otros módulos. Si no se conectan correctamente, podría destruirse el diodo de bypass.

Los módulos fotovoltaicos pueden conectarse en serie para aumentar la tensión. Conecte los cables desde el terminal positivo de un módulo al terminal negativo del siguiente módulo. La figura 1 muestra módulos conectados en serie.

Conecte los módulos fotovoltaicos en paralelo si desea aumentar la corriente. Conecte los cables desde el terminal positivo de un módulo al terminal positivo del siguiente módulo. La figura 2 muestra módulos conectados en paralelo.

FIGURA 1: EN SERIE PARA MÁS TENSIÓN

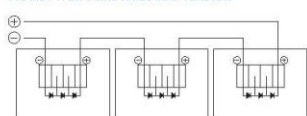
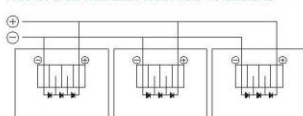


FIGURA 2: EN PARALELO PARA MÁS INTENSIDAD





## Módulo fotovoltaico



### MANUAL GENERAL DE INSTALACIÓN

#### 7. INSTALACIÓN

Consulte el manual de instalación de módulos fotovoltaicos.

#### 8. VALORES ELÉCTRICOS NOMINALES

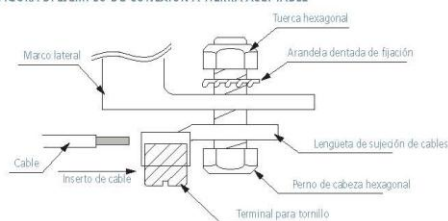
Consulte el manual de instalación de módulos fotovoltaicos.

#### 9. CONEXIÓN A TIERRA

Debe considerarse una conexión a tierra del marco que cumpla los requisitos y normativas locales en el emplazamiento de instalación. Cuando se necesite una conexión a tierra, consulte la conexión de ejemplo que se muestra abajo (Figura 3). Preste la debida atención al diseñar la puesta a tierra, de modo que al retirar un módulo del circuito no se interrumpa la puesta a tierra de ninguno de los demás.

Los módulos deben ponerse a tierra en el mismo punto eléctrico descrito más abajo. Todos los módulos fotovoltaicos cuentan con un orificio en el marco lateral para un conjunto de perno, tuerca y arandela para la puesta a tierra del módulo a través del marco mediante una lengüeta de puesta a tierra fijada por perno o tornillo, o bien un tornillo adecuado (piezas metálicas no suministradas). Cerca del orificio de la toma a tierra, se indica bien "⏏" o "G" como símbolo de toma a tierra. En la figura 3 se muestra un ejemplo de conexión posible a tierra mediante un conjunto de perno, tuerca y arandela que retienen una lengüeta de puesta a tierra. En una conexión de este tipo, las piezas pequeñas (tales como la arandela dentada de fijación/arandela de estrella) deben penetrar ligeramente la superficie del marco para que haya un contacto eléctrico positivo con él. Debe considerarse un cable de puesta a tierra que cumpla los requisitos y la normativa locales en el emplazamiento de instalación.

FIGURA 3: EJEMPLO DE CONEXIÓN A TIERRA ACEPTABLE



#### 10. MONTAJE

Asegúrese de que toda la información descrita en este manual de instalación sigue siendo válida y adecuada para su instalación. El proceso de montaje ha sido verificado por Sharp y NO ha sido CERTIFICADO por una organización ajena.

La forma adecuada de montar módulos fotovoltaicos de Sharp en una estructura de soporte es mediante los orificios para pernos facilitados tal y como se describe en las Especificaciones. Aunque Sharp no especifica ni garantiza clips o grapas para los marcos (no suministrados), el uso de estos componentes también es posible si están diseñados para módulos fotovoltaicos y con unas dimensiones mínimas a los lados del módulo, de acuerdo con las instrucciones y planos suministrados. Si se usan clips o grapas para los marcos, los módulos deben fijarse sólidamente, y no deben dañarse debido a deformaciones de la estructura de montaje con cargas contrarias al diseño. La garantía del módulo de Sharp puede invalidarse si los clips seleccionados por el cliente son incorrectos o inadecuados para las propiedades del módulo (incluida su resistencia o su material) o para la instalación. Téngase en cuenta que si se utilizan clips de metal, debe haber una conexión a tierra desde ellos (por ejemplo, utilizando arandelas de estrella entre las piezas que acompañan al clip).

Repase las descripciones y planos cuidadosamente; si los módulos no se montan siguiendo uno de estos procesos, la garantía puede perder su validez. Estos métodos de montaje están diseñados para permitir una carga de 2.400 Pa en los módulos. Las estructuras de soporte sobre las que se montan los módulos fotovoltaicos deben ser rígidas. Los módulos fotovoltaicos de Sharp están diseñados para garantizar su rendimiento eléctrico a condición de que se monten en estructuras de soporte rígidas. La deformación de la estructura de soporte puede dañar el módulo fotovoltaico y afectar a su rendimiento eléctrico. Al montar el módulo en la estructura, asegúrese de que ninguna esquina está desplazada más de 2 mm por cada 1.000 mm de la diagonal.

#### 11. MANTENIMIENTO

Los módulos están diseñados para una larga vida útil y apenas requieren mantenimiento. Si el ángulo del módulo fotovoltaico es de 5 grados o más, las precipitaciones normales son suficientes para mantener limpia la superficie de vidrio del módulo en la mayoría de las condiciones climáticas. Si la acumulación de suciedad se vuelve excesiva, limpie la superficie de vidrio únicamente con un trapo suave utilizando agua. Si fuera necesario limpiar la parte trasera del módulo, sea sumamente cuidadoso para no dañar los materiales de dicha parte. Para garantizar el perfecto funcionamiento del sistema, compruebe la conexión del cableado y el estado de las envolturas de los cables regularmente. En los módulos FV con revestimiento anti-reflectante de vidrio (ND-R250A5 hasta ND-R220A5 y NU-R250I5 hasta NU-R240I5), no toque el vidrio, pues las huellas dactilares o manchas dejarán fácilmente marcas en él. Si la suciedad se acumula en exceso, limpie la superficie de vidrio solamente con agua.

## Módulo fotovoltaico



## MANUAL DE INSTALACIÓN – MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

## Series ND/NU (60 células)

ND-R240A2, ND-R235A2, ND-R230A2, ND-R225A2, ND-R220A2, ND-R215A2, ND-R210A2, ND-R250A5, ND-R245A5, ND-R240A5, ND-R235A5, ND-R230A5, ND-R225A5, ND-R220A5, ND-245R1J, ND-240R1J, ND-235R1J, ND-230R1J, ND-225R1J, ND-220R1J, ND-215R1J, ND-210R1J, NU-R250J5, NU-R245J5, NU-R240J5, NU-235R1H, NU-230R1H, NU-225R1H, NU-220R1H

## 1. INSTALACIÓN

El proceso de montaje ha sido verificado por Sharp y NO ha sido CERTIFICADO por una organización ajena. Repase las descripciones y planos cuidadosamente; si los módulos no se montan siguiendo uno de estos procesos, la garantía puede perder su validez. Estos procesos de montaje permiten una carga de 2.400 Pa sobre los módulos.

## Montaje empleando los orificios para pernos del marco (figuras 1 y 2)

Los módulos pueden fijarse a un soporte empleando los orificios para pernos que se encuentran en la parte inferior del marco, en los puntos "C" que se muestran en la figura 1 (vista trasera del módulo) y en la figura 2 (detalle del montaje). El módulo debe fijarse con cuatro (4) pernos M8. Momento de torsión 12,5 Nm.

## Montaje mediante clips en el lado más largo del módulo: lado más largo paralelo a los raíles-guía (figura 4)

Los módulos pueden montarse mediante clips (grapas) diseñados para módulos solares como se muestra en las figuras 3 y 4. Nótese que las posiciones de los clips son importantes: sus líneas centrales deben quedar a una distancia entre 150 mm y 410 mm del extremo del módulo. El módulo debe quedar soportado a lo largo de toda la longitud del lado más largo, y debería solapar el rail-guía al menos 10 mm. Nótese que los clips de montaje deben tener las dimensiones mínimas que se muestran en la figura 3 (anchura de agarre de 5 mm y longitud de 38 mm). Los raíles-guía deben soportar los marcos por su fondo y deben ser piezas continuas (sin particiones).

## Montaje mediante clips en el lado más largo del módulo: lado más largo perpendicular a los raíles-guía (figura 5)

Los módulos también se pueden montar mediante clips en sus lados más largos colocando los raíles-guía perpendicularmente a éstos, tal y como se muestra en la figura 5. La línea central de cada clip debe quedar a una distancia entre 150 mm y 410 mm de los extremos del módulo. Nótese que los clips de montaje deben tener las dimensiones mínimas que se muestran en la figura 3 (anchura de agarre de 5 mm y longitud de 38 mm). Los raíles-guía deben soportar los módulos por su fondo y deben ser piezas continuas (sin particiones).

## 2. INSTRUCCIONES PARA LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

## Características del cable

Tamaño del cable conductor: 4,0 mm<sup>2</sup>, tipo de cable: cable XLPE (cable CE), tensión CC máx.: 1,8 kV, temperatura ambiente: -40 °C a +90 °C, máxima temperatura del cable conductor: 120 °C

## Configuración de los módulos (recomendada)

# Máxima configuración en serie: consulte la tabla 1 (este valor se calcula tomando V<sub>ca</sub> a -40 °C).

# Máxima configuración en paralelo (la conexión en paralelo de cada string debe realizarse considerando las dos opciones siguientes. Se prohíbe cualquier otra conexión en paralelo):

- En caso de usar diodos: 1 diodo por cada 2 strings paralelos como máximo (conectar un diodo o más en serie para cada string o cada 2 strings paralelos como protección del módulo contra la sobrecarga debida al contraflujo de corriente.)
- En caso de usar fusibles: 1 fusible para cada string (conectar un fusible para cada string como protección del módulo contra la sobrecarga debida al contraflujo de corriente)

## Requisitos de los cables de conexión

El módulo está equipado con conectores de SMK Corporation (CCT9901-2451F/CCT9901-2361F) compatibles mecánica y eléctricamente con Multi-Contact AG (PV-KST4/PV-KBT4) a fecha de 7 de abril de 2011. Para prolongar los cables de conexión del módulo, utilice solamente conectores de Multi-Contact AG (PV-KST4/PV-KBT4) o SMK Corporation de la misma serie.

## 3. ADVERTENCIA

No se suba encima ni pise el módulo FV (marco, vidrio, película y caja de conexiones). En los módulos FV con revestimiento anti-reflectante de vidrio (ND-R250A5 hasta ND-R220A5 y NU-R250J5 hasta NU-R240J5), no toque el vidrio, pues las huellas dactilares o manchas dejarán fácilmente marcas en él. Si la suciedad se acumula en exceso, limpie la superficie de vidrio solamente con agua.

FIGURA 1

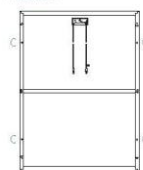
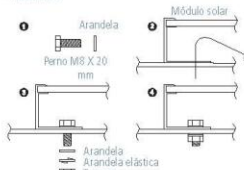


FIGURA 2



Utilice como referencia la arandela especificada más abajo como requisito mínimo:

- 1) Arandela elástica  
Material: acero inoxidable  
Diámetro M8 8,2/15,4 mm  
Grosor 2 mm (valor de ref.)
- 2) Arandela  
Material: acero inoxidable  
Diámetro M8 8,5/15,5 mm  
Grosor 1,6 mm (valor de ref.)

FIGURA 3

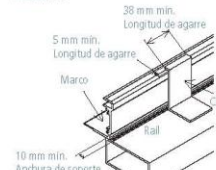


FIGURA 4

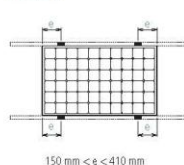


FIGURA 5

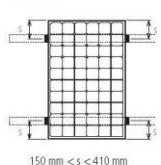
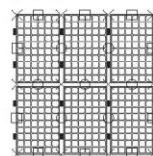


FIGURA 6



- Beavada (≤100 kg)
- Media (≤50 kg)
- × Baja

Capacidad carga

## Módulo fotovoltaico



## MANUAL DE INSTALACIÓN – MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

## Características eléctricas y térmicas

Las características eléctricas nominales están en el  $\pm 10$  por ciento de los valores indicados para  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y el  $+5/-0\%$  de  $P_{m\acute{a}x}$  (tolerancia de medición de potencia:  $\pm 3\%$ ), en las condiciones estándar de prueba (STC, standard test conditions), que son una irradiación de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , espectro AM 1,5 y temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$  ( $77^\circ\text{F}$ ). Las condiciones de la garantía se especifican en otro punto de este manual.

Tabla 1. Características eléctricas (para STC)

Modelo	Máxima potencia ( $P_{m\acute{a}x}$ )	Tolerancia	Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	Corriente de corto-circuito ( $I_{sc}$ )	Tensión en punto de máx. potencia ( $V_{mp}$ )	Intensidad en punto de máx. potencia ( $I_{mp}$ )	Máxima tensión del sistema	Máxima corriente de retroceso	Clase de aplicación	Nº máx. de módulos en serie <sup>(*)</sup>
ND-R240A2	240 W	+5 % / -0 %	37,2 V	8,52 A	30,4 V	7,90 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-R235A2	235 W	+5 % / -0 %	37,1 V	8,38 A	30,4 V	7,74 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-R230A2	230 W	+5 % / -0 %	37,0 V	8,24 A	30,3 V	7,60 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-R225A2	225 W	+5 % / -0 %	36,9 V	8,10 A	30,3 V	7,43 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-R220A2	220 W	+5 % / -0 %	36,8 V	7,96 A	30,2 V	7,29 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-R215A2	215 W	+5 % / -0 %	36,7 V	7,82 A	30,2 V	7,13 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-R210A2	210 W	+5 % / -0 %	36,6 V	7,68 A	30,1 V	6,98 A	1.000 V	15 A	A	22
ND-R250A5	250 W	+5 % / -0 %	37,6 V	8,68 A	30,9 V	8,10 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-R245A5	245 W	+5 % / -0 %	37,3 V	8,62 A	30,7 V	7,99 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-R240A5	240 W	+5 % / -0 %	37,2 V	8,57 A	30,4 V	7,90 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-R235A5	235 W	+5 % / -0 %	36,8 V	8,49 A	30,3 V	7,76 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-R230A5	230 W	+5 % / -0 %	36,4 V	8,41 A	30,3 V	7,61 A	1.000 V	15 A	A	22
ND-R225A5	225 W	+5 % / -0 %	36,0 V	8,33 A	30,2 V	7,46 A	1.000 V	15 A	A	22
ND-R220A5	220 W	+5 % / -0 %	35,6 V	8,25 A	30,0 V	7,35 A	1.000 V	15 A	A	22
ND-245R1J	245 W	+5 % / -0 %	37,1 V	8,60 A	30,4 V	8,06 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-240R1J	240 W	+5 % / -0 %	36,9 V	8,52 A	30,0 V	8,00 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-235R1J	235 W	+5 % / -0 %	36,7 V	8,44 A	29,8 V	7,89 A	1.000 V	15 A	A	21
ND-230R1J	230 W	+5 % / -0 %	36,6 V	8,36 A	29,5 V	7,80 A	1.000 V	15 A	A	22
ND-225R1J	225 W	+5 % / -0 %	36,6 V	8,28 A	29,3 V	7,68 A	1.000 V	15 A	A	22
ND-220R1J	220 W	+5 % / -0 %	36,5 V	8,20 A	29,2 V	7,54 A	1.000 V	15 A	A	22
ND-215R1J	215 W	+5 % / -0 %	36,5 V	8,12 A	29,0 V	7,42 A	1.000 V	15 A	A	22
ND-210R1J	210 W	+5 % / -0 %	36,4 V	8,03 A	28,8 V	7,30 A	1.000 V	15 A	A	22
NU-R250J5	250 W	+5 % / -0 %	37,9 V	8,76 A	31,0 V	8,07 A	1.000 V	15 A	A	21
NU-R245J5	245 W	+5 % / -0 %	37,5 V	8,73 A	30,5 V	8,04 A	1.000 V	15 A	A	21
NU-R240J5	240 W	+5 % / -0 %	37,3 V	8,63 A	30,2 V	7,95 A	1.000 V	15 A	A	21
NU-235R1H	235 W	+5 % / -0 %	37,9 V	8,49 A	30,3 V	7,76 A	1.000 V	15 A	A	21
NU-230R1H	230 W	+5 % / -0 %	37,7 V	8,43 A	30,0 V	7,67 A	1.000 V	15 A	A	21
NU-225R1H	225 W	+5 % / -0 %	37,5 V	8,37 A	29,7 V	7,58 A	1.000 V	15 A	A	21
NU-220R1H	220 W	+5 % / -0 %	37,3 V	8,31 A	29,4 V	7,49 A	1.000 V	15 A	A	21

(\*) El máximo número de módulos en serie depende de las condiciones locales. Estos valores se calculan tomando  $V_{oc}$  a  $-40^\circ\text{C}$ .

En condiciones normales, es probable que un módulo fotovoltaico esté sometido a factores que den lugar a una mayor corriente y/o tensión que las especificadas para las condiciones estándar de prueba. Según esto, los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  indicados para este módulo deben multiplicarse por un factor de 1,25 a la hora de calcular los valores nominales de tensión de los componentes, las capacidades de los conductores y los tamaños de los fusibles y controles conectados a la salida del módulo.

## Clase de aplicación

Este módulo está clasificado como "Clase de aplicación A" conforme a IEC 61730.

"Clase de aplicación A" significa:

Acceso general, tensión peligrosa, aplicaciones de potencia peligrosas.

Los módulos clasificados para ser usados en esta clase de aplicación se pueden usar en sistemas que operen a más de 50 V DC o 240 W, en los que se prevé que el acceso de contacto sea general. Los módulos que cumplen las condiciones necesarias para ser clasificados como categoría A en IEC 61730 cumplen los requisitos de la categoría de seguridad II.

## Clasificación de resistencia al fuego

Este módulo está clasificado como "Clase de seguridad contra incendios C" conforme a IEC 61730.



**Módulo fotovoltaico**

CONDICIONES DE GARANTÍA  
Módulos Fotovoltaicos

**Condiciones de la Garantía para los Módulos Fotovoltaicos Series ND y NU adquiridos por los clientes finales a partir del 1 de abril de 2012.**

Estimado cliente de SHARP,

Los módulos fotovoltaicos de Sharp de las series ND y NU que ha adquirido han sido fabricados minuciosamente y han sido sometidos a una inspección final. Sin embargo, si dentro del periodo de garantía un módulo presentara algún defecto de fabricación, tanto en los materiales como en su manufactura, o una pérdida de potencia de salida relacionada con su fabricación, usted podrá, además de los derechos de garantía que la ley le otorga frente al vendedor, presentar reclamaciones contra Sharp Electronics (Europe) GmbH (en adelante, "Sharp") amparadas por la presente garantía, sujeto a las siguientes condiciones.

**Sección A: Ámbito de la Garantía**

La presente garantía es aplicable sólo a los módulos de las series ND y NU, que hayan sido colocados en el mercado por SHARP en la UE, en Albania, Bosnia y Herzegovina, Croacia, Islandia, Liechtenstein, Macedonia, Montenegro, Noruega, Serbia, Suiza y Turquía y que hayan sido instalados en uno de estos países. Si existiera alguna duda sobre si esta garantía es de aplicación a sus módulos, rogamos se ponga en contacto con SHARP. Le ofrecemos la oportunidad de registrar sus módulos online en [www.brandaddedvalue.com](http://www.brandaddedvalue.com), si sus módulos SHARP han sido colocados en el Mercado en los países indicados anteriormente.

Observación: Esta garantía no es de aplicación a módulos con designación tipo SZ-N (...).

**Sección B: Servicios de la Garantía**

**SHARP ofrece dos tipos de servicios de garantía que usted puede solicitar con independencia uno del otro: Una garantía de producto de 10 años (1) así como una garantía de potencia de salida de 25 años (2). En el apartado (3) le indicamos cuáles son los servicios no cubiertos por las garantías.**

**1) Garantía de producto de 10 años**

Sharp le ofrece una garantía de producto de 10 años exclusivamente para los defectos de fabricación, tanto en los materiales como en su factura, en los módulos fotovoltaicos de las series ND y NU.

**Comienzo del Periodo de Garantía**

El periodo de garantía empieza el día en que SHARP o el detallista entregan el módulo al cliente final.

**Servicios en caso de Garantía de Producto**

Si en el periodo de garantía de 10 años se advirtiera en uno de sus módulos la existencia de un defecto de fabricación, en los materiales y/o en la factura, Sharp a discreción suya reparará sin coste alguno o sustituirá el módulo defectuoso por un módulo comparable no defectuoso. En caso de que ya no se fabricara el tipo de módulo amparado por la garantía, se entregará en sustitución del mismo un módulo actual y técnicamente compatible.

Además, SHARP reembolsará en caso de cambio los gastos del cliente final por la retirada e instalación de los módulos, conforme a lo siguiente:

- (i) un importe global mediante un único pago de 130 EUR por sistema además de
- (ii) 20 EUR por módulo cambiado.

**2) Garantía de potencia de salida de 25 años**

Además de la garantía de producto de 10 años, Sharp le ofrece una garantía de potencia de salida de 25 años para los módulos fotovoltaicos de las series ND and NU para pérdidas de potencia en los módulos relacionadas con la fabricación.

**Comienzo del Periodo de Garantía**

El periodo de garantía empieza el día en que SHARP o el detallista entregan el módulo al cliente final.

**Módulo fotovoltaico**

CONDICIONES DE GARANTÍA  
Módulos Fotovoltaicos

**Ámbito de la Garantía**

SHARP garantizará el 96% de la potencia de salida mínima durante el primer año de la garantía. A partir del segundo año de garantía y para cada año subsiguiente, la potencia de salida garantizada se reducirá en un 0.667% en cada caso calculado a partir de la potencia de salida mínima inicial. En el año 25, todavía está garantizado el 80% de la potencia de salida mínima inicial. Esta garantía finalizará automáticamente al final del vigésimo quinto año garantizado. En la tabla siguiente figura una lista detallada de los valores garantizados anuales:

año	porcentaje garantizado de la potencia de salida mínima	año	Porcentaje garantizado de la potencia de salida mínima
1	96,0%	14	87,3%
2	95,3%	15	86,7%
3	94,7%	16	86,0%
4	94,0%	17	85,3%
5	93,3%	18	84,7%
6	92,7%	19	84,0%
7	92,0%	20	83,3%
8	91,3%	21	82,7%
9	90,7%	22	82,0%
10	90,0%	23	81,3%
11	89,3%	24	80,7%
12	88,7%	25	80,0%
13	88,0%		

Para simplificar la presentación, se han redondeado a un decimal los valores de la tabla.

**Determinación de la Potencia de Salida Mínima y del Porcentaje Garantizado**

El 100% de la potencia de salida mínima se calcula a partir de la potencia máxima indicada en la placa de identificación menos la tolerancia tal como se indica aquí.

La potencia real del módulo se determina y se comprueba con sujeción a las condiciones siguientes:

Temperatura de la célula de 25 grados Celsius; potencia de radiación de 1000 W/m<sup>2</sup> con un espectro de AM 1.5, sobre un sistema calibrado por Sharp (conforme a IEC 60904).

**Servicios en caso de Garantía de Potencia de Salida**

Si la potencia de salida real del módulo es menor que la potencia de salida garantizada según la tabla, Sharp a discreción suya,

- reparará el módulo en cuestión o
- sustituirá el módulo en cuestión o
- compensará mediante un pago la falta de potencia de salida del módulo que sea inferior al valor garantizado durante el periodo restante de la garantía de potencia de salida. El pago compensatorio se calcula como un importe global del modo siguiente: € 0.0007 EUR se calcula como pago por un vatio de pérdida de potencia por el rendimiento garantizado por día de funcionamiento; o
- reembolso del precio de compra del módulo en cuestión sin deducciones, caso en que SHARP puede elegir esta forma de compensación sin el consentimiento del cliente final si el módulo tiene más de 10 años y ya no existen piezas de recambio adecuadas a disposición de SHARP para reparar o sustituir el módulo, o
- compensar la falta de potencia suministrando módulos adicionales, si (1) el cliente está de acuerdo o (2) hay suficiente espacio para la instalación de módulos adicionales, son eléctricamente compatibles con el sistema existente, están en armonía visual en su emplazamiento y la sustitución también es aceptable para el cliente final.

Además, SHARP en caso de cambio reembolsará los gastos del cliente final por la retirada e instalación de los módulos, conforme a lo siguiente:

- un importe global mediante un único pago de 130 EUR por sistema y
- 20 EUR por módulo cambiado además de

SHARP FV Módulo –Garantía de Producto/ Garantía de potencia de salida –Emitido Abril 2012 Page 2 of 3  
SESE-NDNU-12-EN-4.3

**Módulo fotovoltaico**

CONDICIONES DE GARANTÍA  
Módulos Fotovoltaicos

(iii) en caso de entrega de módulos adicionales (sólo instalación) 80 EUR por módulo entregado.

**3) Exclusiones a la Garantía de Producto y de Potencia de Salida**

Sharp no asumirá ninguna garantía por defectos que no sean debidos al material o al proceso de fabricación del módulo, especialmente por uso indebido. Se considerará uso indebido especialmente cuando usted no cumpla los requisitos de SHARP relativos a la instalación, mantenimiento y funcionamiento de los módulos relacionados en las instrucciones (seguridad), las instrucciones de instalación y las especificaciones.

Tengan en cuenta que los módulos no han sido diseñados para su uso en unidades móviles como embarcaciones u otros vehículos y por lo tanto el uso de los módulos en unidades móviles es un uso **incorrecto**. SHARP únicamente se hará cargo de los costes incurridos en el desmontaje, reinstalación e inspección del cliente así como otros costes indirectos por los importes globales definidos en las secciones B.1) y B.2).

La sustitución de un rendimiento energético menor o la pérdida de ingresos por ventas de electricidad, debidos a la falta de potencia de un módulo o a la prestación de los servicios de la garantía no están cubiertos por esta garantía, salvo que Sharp elija la opción de pago compensatorio establecida en " Servicios en caso de Garantía de Potencia de Salida" en B.2).

**Sección C: No ampliación del Periodo de Garantía**

La prestación de la garantía dentro del marco de una de estas garantías o la reventa del módulo al siguiente operador /cliente final no amplían la duración original de las garantías.

**Sección D: Reclamación de la prestación de la Garantía de Producto o de Potencia de Salida**

A fin de poder reclamar la garantía de producto o de potencia de salida, deberá facilitarnos la nota de entrega en la que figure la fecha de entrega, la factura en que figure el nombre del modelo y el número de serie del módulo (ver tipos de placa de identificación) e información sobre el momento en que se descubrió el defecto del producto o la pérdida de potencia de salida. Puede reclamar la prestación de la garantía a causa de un defecto o pérdida de potencia de salida dirigiéndose sólo por escrito a

**SHARP Electronics (Europe) GmbH**  
SESE, referencia: Garantía  
Sonninstraße 3, D-20097 Hamburgo, Alemania

Las solicitudes deberán presentarse en un plazo de seis meses a partir del descubrimiento del defecto o de la pérdida de la potencia de salida. Los defectos y pérdidas de potencia de salida comunicados una vez transcurrido este periodo no estarán cubiertos por la garantía de producto o de potencia de salida.

SHARP no aceptará devoluciones de módulos sin haber dado antes instrucciones al respecto.

**Sección E: Prestador de la garantía**

SHARP Electronics (Europe) GmbH, Sonninstraße 3, 20097 Hamburgo, Alemania  
[www.sharp.eu](http://www.sharp.eu)

**Sección F: Ley vigente, Lugar de Jurisdicción**

**1) Ley vigente:** Las presentes garantías del fabricante se rigen por la ley alemana excluyendo el Derecho Privado Internacional así como la Convención de las Naciones Unidas sobre Contratos para la Venta Internacional de Mercancías (CISG).

**2) Lugar de Jurisdicción:** El lugar de jurisdicción exclusiva para comerciantes, entidades jurídicas de derecho público o fondos especiales bajo derecho público es Hamburgo (Alemania).



## Inversor

INGECON

SUN

Power  
Con transformador

**ÓPTIMAS PRESTACIONES EN GRANDES INSTALACIONES MULTIMEGAVATIO**

50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

**Inversor trifásico** para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias y para instalaciones multimegavatio en suelo.

**Máxima eficiencia a temperaturas elevadas**  
Avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Apto para instalaciones de media tensión, capaz de soportar huecos de tensión, control de reactiva y otros requerimientos.

**Etapas de conversión trifásica pura**  
Salida equilibrada trifásica AC. Sin elemento adicional para desconectarlas simultáneamente.

**Fácil instalación**  
No necesita elementos adicionales. Desconexión manual de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

**Fácil mantenimiento**  
Datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses. Control desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado del frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

**Softwares incluidos**  
Incluye sin coste las aplicaciones Ingecon® Sun Manager e IngeRAS™ PV para la monitorización y visualización de datos del inversor a través de Internet.

**Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años**

PROTECCIONES

- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-ista con desconexión automática.
- Seccionador en carga DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magnetotérmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC.
- Descargadores de sobretensiones AC.

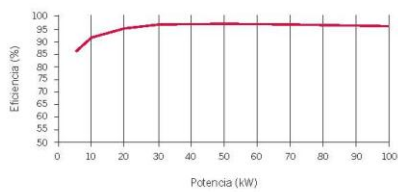
ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante RS-485, Ethernet o Bluetooth.
- Comunicación remota GSM/GPRS mediante módem.
- Monitorización de las corrientes de string del campo fotovoltaico. Ingecon® Sun String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.



RENDIMIENTO

Ingecon® Sun 100  
V<sub>dc</sub> = 480 V



Potencia (kW)	Eficiencia (%)
10	85
20	92
30	95
40	95
50	95
60	95
70	95
80	95
90	95
100	95

[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
solar.energy@ingeteam.com



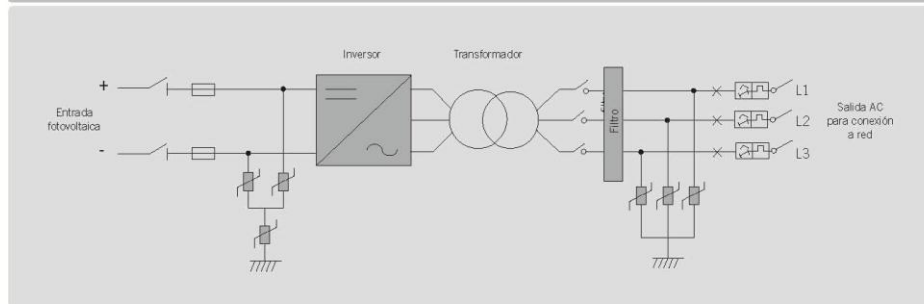
## Inversor

INGECON SUN		Power Con transformador				
	50	60	70	80	90	100
<b>Valores de Entrada (DC)</b>						
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	52 - 66 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima DC <sup>(2)</sup>	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima DC	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas DC	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
<b>Valores de Salida (AC)</b>						
Potencia nominal AC modo HT <sup>(3)</sup>	50 kW	60 kW	70 kW	80 kW	90 kW	100 kW
Potencia máxima AC modo HP <sup>(4)</sup>	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima AC	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi <sup>(5)</sup>	1	1	1	1	1	1
Regulación Coseno Phi	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom	±0,9 a Pnom
THD <sup>(6)</sup>	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Rendimiento</b>						
Eficiencia máxima	96,3%	96,40%	97,20%	97,50%	96,90%	96,80%
Euroeficiencia	94,30%	94,70%	96,10%	96,20%	95,80%	95,70%
<b>Datos Generales</b>						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h
Consumo en standby <sup>(7)</sup>	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C
Humedad relativa	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20

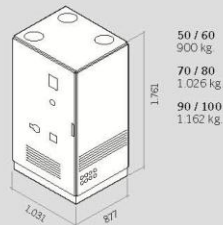
**Notas:** <sup>(1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. <sup>(2)</sup> No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas. <sup>(3)</sup> Hasta 45°C ambiente. P<sub>max</sub>=110% P<sub>nom</sub> para transitorios no permanentes. <sup>(4)</sup> Hasta 40°C ambiente. P<sub>max</sub>=P<sub>nom</sub>. <sup>(5)</sup> Para P<sub>ac</sub>>25% de la potencia nominal. Posibilidad de modificar Coseno Phi. <sup>(6)</sup> Para P<sub>ac</sub>>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. <sup>(7)</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico.

**Referencias normativas:** CE, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, EN50178, R01699/2011, P.O.12.3, VDE-AR-N-4105, Reglamento MT BDEW, VDE0126-1-1, CEI11-20, CEI0-21, Allegato 17 TERNA, A. 23-04-2008.

**Modo HT (high temperature)** Potencias nominales a 45°C. **Modo HP (high power)** Potencias nominales a 40°C.



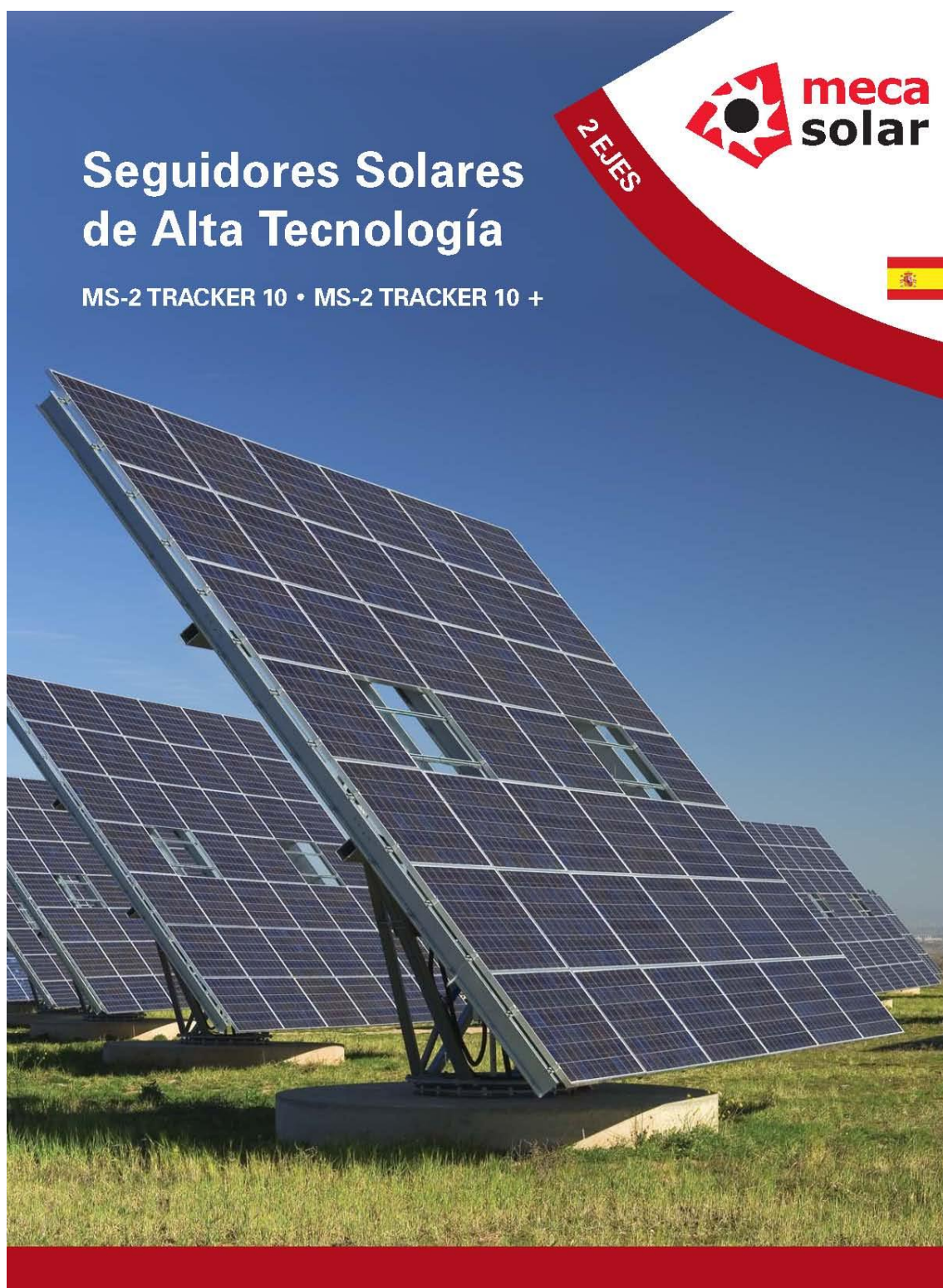
## Dimensiones y peso (mm)




Ingeteam



## Estructura soporte




## Estructura soporte




**Características Técnicas**


**MS-2 TRACKER 10    MS-2 TRACKER 10 +**

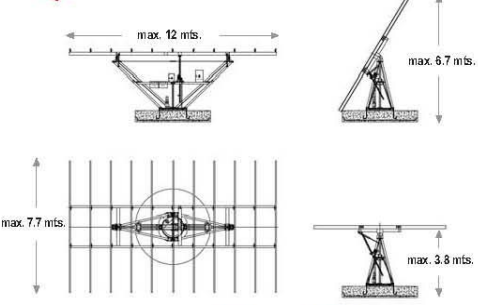


<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Eje de seguimiento</td><td>2 EJE: Horizontal y Vertical</td></tr> <tr><td>Superficie máxima de módulos</td><td>90 m<sup>2</sup></td></tr> <tr><td>Potencia fotovoltaica máxima</td><td>13,16 kWp (en función de la eficiencia de los módulos)</td></tr> <tr><td>Accionamiento azimutal</td><td>Mediante motoreductor y corona dentada</td></tr> <tr><td>Ángulos de giro azimutal</td><td>Eje vertical: -120° a +120°</td></tr> <tr><td>Accionamiento inclinación</td><td>Gato Mecánico de accionamiento eléctrico</td></tr> <tr><td>Inclinación motorizada</td><td>Regulable de 0° a 60°</td></tr> <tr><td>Altura del seguidor a 60°</td><td>6.700 mm (desde suelo a módulos superiores)</td></tr> <tr><td>Consumo de motor</td><td>100 kWh/año</td></tr> <tr><td>Alimentación de servicio a motor</td><td>380 V Trifásico</td></tr> <tr><td>Estructura</td><td>Estructura acero galvanizado por inmersión en caliente</td></tr> <tr><td>Diseño estructura</td><td>Estructura "V" sobre corona dentada</td></tr> <tr><td>Peso sin módulos y sin cimentación</td><td>3.000 kg</td></tr> <tr><td>Armarios eléctricos de automatización y protección</td><td>Metálicos, estancos, totalmente cableados IP68 Incluye autómata, cableado hasta motor y protección del mismo</td></tr> </table>	Eje de seguimiento	2 EJE: Horizontal y Vertical	Superficie máxima de módulos	90 m <sup>2</sup>	Potencia fotovoltaica máxima	13,16 kWp (en función de la eficiencia de los módulos)	Accionamiento azimutal	Mediante motoreductor y corona dentada	Ángulos de giro azimutal	Eje vertical: -120° a +120°	Accionamiento inclinación	Gato Mecánico de accionamiento eléctrico	Inclinación motorizada	Regulable de 0° a 60°	Altura del seguidor a 60°	6.700 mm (desde suelo a módulos superiores)	Consumo de motor	100 kWh/año	Alimentación de servicio a motor	380 V Trifásico	Estructura	Estructura acero galvanizado por inmersión en caliente	Diseño estructura	Estructura "V" sobre corona dentada	Peso sin módulos y sin cimentación	3.000 kg	Armarios eléctricos de automatización y protección	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP68 Incluye autómata, cableado hasta motor y protección del mismo	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Armario de acometida</td><td>Metálicos, estancos, totalmente cableados IP68 incluye protecciones sobretensión AC, pías y diferencial (sólo para MS TRACKER +)</td></tr> <tr><td>Tecnología de seguimiento</td><td>Programación astronómica de PLC independiente</td></tr> <tr><td>Monitorización</td><td>In situ, Ethernet, Internet (OPCIONAL)</td></tr> <tr><td>Inversores</td><td>2 inversores SB SMA de 6,0 kW nominales, IP65 1 SC 500 HE para 50 seguidores</td></tr> <tr><td>Módulos a instalar</td><td>Cualquier tipo de módulo FV Opcional, perfilera portamódulos</td></tr> <tr><td>Peso máximo de módulos</td><td>1250 Kg</td></tr> <tr><td>Sistema protección contra viento</td><td>Programable. Posicionamiento en horizontal y en veleta a velocidades mayores de 70 km/h (por medio de resbalamiento en motoreductor)</td></tr> <tr><td>Cimentación</td><td>Cimentación superficial circular, 7,5 m<sup>3</sup> hormigón con mallazo. Pernos de anclaje opcional, anclaje por tornillo directo</td></tr> <tr><td>Cumple normativa</td><td>EUROCODE 0 EUROCODE 1 EUROCODE 3 CE</td></tr> <tr><td>Vientos máximos</td><td>140 Km/h</td></tr> <tr><td>Mantenimiento</td><td>Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas para mantener la vigencia de garantía</td></tr> </table>	Armario de acometida	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP68 incluye protecciones sobretensión AC, pías y diferencial (sólo para MS TRACKER +)	Tecnología de seguimiento	Programación astronómica de PLC independiente	Monitorización	In situ, Ethernet, Internet (OPCIONAL)	Inversores	2 inversores SB SMA de 6,0 kW nominales, IP65 1 SC 500 HE para 50 seguidores	Módulos a instalar	Cualquier tipo de módulo FV Opcional, perfilera portamódulos	Peso máximo de módulos	1250 Kg	Sistema protección contra viento	Programable. Posicionamiento en horizontal y en veleta a velocidades mayores de 70 km/h (por medio de resbalamiento en motoreductor)	Cimentación	Cimentación superficial circular, 7,5 m <sup>3</sup> hormigón con mallazo. Pernos de anclaje opcional, anclaje por tornillo directo	Cumple normativa	EUROCODE 0 EUROCODE 1 EUROCODE 3 CE	Vientos máximos	140 Km/h	Mantenimiento	Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas para mantener la vigencia de garantía
Eje de seguimiento	2 EJE: Horizontal y Vertical																																																		
Superficie máxima de módulos	90 m <sup>2</sup>																																																		
Potencia fotovoltaica máxima	13,16 kWp (en función de la eficiencia de los módulos)																																																		
Accionamiento azimutal	Mediante motoreductor y corona dentada																																																		
Ángulos de giro azimutal	Eje vertical: -120° a +120°																																																		
Accionamiento inclinación	Gato Mecánico de accionamiento eléctrico																																																		
Inclinación motorizada	Regulable de 0° a 60°																																																		
Altura del seguidor a 60°	6.700 mm (desde suelo a módulos superiores)																																																		
Consumo de motor	100 kWh/año																																																		
Alimentación de servicio a motor	380 V Trifásico																																																		
Estructura	Estructura acero galvanizado por inmersión en caliente																																																		
Diseño estructura	Estructura "V" sobre corona dentada																																																		
Peso sin módulos y sin cimentación	3.000 kg																																																		
Armarios eléctricos de automatización y protección	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP68 Incluye autómata, cableado hasta motor y protección del mismo																																																		
Armario de acometida	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP68 incluye protecciones sobretensión AC, pías y diferencial (sólo para MS TRACKER +)																																																		
Tecnología de seguimiento	Programación astronómica de PLC independiente																																																		
Monitorización	In situ, Ethernet, Internet (OPCIONAL)																																																		
Inversores	2 inversores SB SMA de 6,0 kW nominales, IP65 1 SC 500 HE para 50 seguidores																																																		
Módulos a instalar	Cualquier tipo de módulo FV Opcional, perfilera portamódulos																																																		
Peso máximo de módulos	1250 Kg																																																		
Sistema protección contra viento	Programable. Posicionamiento en horizontal y en veleta a velocidades mayores de 70 km/h (por medio de resbalamiento en motoreductor)																																																		
Cimentación	Cimentación superficial circular, 7,5 m <sup>3</sup> hormigón con mallazo. Pernos de anclaje opcional, anclaje por tornillo directo																																																		
Cumple normativa	EUROCODE 0 EUROCODE 1 EUROCODE 3 CE																																																		
Vientos máximos	140 Km/h																																																		
Mantenimiento	Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas para mantener la vigencia de garantía																																																		










**Esquema de la estructura**










Comprobación del seguidor a 2 ejes mediante programa de elementos finitos





**MECASOLAR SPAIN**

Pol. Ind. Santos Justo y Pastor, s/n,  
31510 - Fustiñana, Navarra,  
España  
Phone: (+34) 948 840 993  
Fax: (+34) 948 840 702  
mecasolar@mecasolar.com

**MECASOLAR ITALY**

Milano Business Park  
Via del Missaglia 97 (Edificio A1)  
20142 Milano  
Italia  
Phone: (+39) 02 49 534 600  
Fax: (+39) 02 49 534 634  
italia@mecasolar.com

**MECASOLAR HELLAS**

Industrial Area of Thessaloniki  
Building Block 40, DA 12a  
P.O. Box: 1392 - 57022 Sindos,  
Thessaloniki - Greece  
Phone: (+30) 2310 799 209  
Fax: (+30) 23 10 570 597  
hellas@mecasolar.com

**MECASOLAR US**

1430 Enterprise Blvd,  
West Sacramento, CA  
95691  
United States  
Phone: (+1) 916 374 8722  
Fax: (+1) 916 374 8063  
usa@mecasolar.com

**MECASOLAR CANADA**

152 Duncan Street  
Wallaceburg, ON N8A 4E2  
Canada  
Phone: (+1) 916 374 8722  
Fax: (+1) 916 374 8063  
canada@mecasolar.com

www.mecasolar.com

MECASOLAR - ES 01/12 BH-672 / 2010

120



## Estructura soporte

## Sencilla y Rápida Instalación y Reducido Mantenimiento



**1 Transporte. 12 Seguidores semi-montados en 4 camiones.**  
Los seguidores de **mecasolar** se transportan semi-montados. Por un lado en dos camiones se envían 10 estructuras en "V" totalmente armadas y en un tercer camión se envían 10 parrillas. No es necesario la contratación de ningún transporte especial.



**2 Zapata Superficial. No es necesario excavación.**  
Cimentación mediante zapata superficial que no requiere excavación. Solamente ha de realizarse una limpieza del terreno eliminando la primera capa de vegetación y posterior allanado de terreno. Se proporciona a los clientes el molde necesario.



**3 Rápida y sencilla colocación del seguidor sobre la zapata de cimentación.**  
Con la misma máquina que se ha utilizado para realizar la limpieza del terreno podemos colocar la estructura en "V" sobre la zapata de cimentación. Posteriormente se procede a ajustar la estructura a los pernos mediante un sistema de doble tuerca.



**4 Flexible Instalación de Módulos**  
**Cualquier módulo de cualquier potencia.**  
La parrilla, que es la estructura sobre la que se ajustan los módulos, permite dotar al seguidor **mecasolar** de un gran flexibilidad en lo que respecta a la colocación de módulos de diversas potencias y de distintos fabricantes. El seguidor **mecasolar** en estos momentos es la opción más abierta del mercado para trabajar con cualquier tipo de módulo.



**5 Rápida Colocación sobre Estructura.**  
El hecho de que por un lado un equipo de instalación esté trabajando en la cimentación y colocación de la estructura en "V" sobre la cimentación, y otro equipo esté trabajando en la colocación de módulos sobre las parrillas, permite al instalador una gran agilidad y versatilidad en su equipo, consiguiendo tiempos de instalación muy reducidos.



**6 Puesta a Punto Rápida y Sencilla.**  
En todo momento contará con el apoyo del equipo técnico de **mecasolar** que le asesorará en todas las fases del proyecto, tanto en el proyecto de ingeniería, como en la obra civil e instalación, así como en la puesta a punto y mantenimiento.

**Estructura soporte**



**Estructura soporte**

## Cableado

baja tensión

P-SUN sp

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma diseño: **DKE/VDE AK 411.2.3**

### CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible



No propagación de la llama  
UNE EN 60332-1



Baja emisión de humos opacos  
UNE EN 61034-2



CERO HALÓGENOS



Libre de halógenos  
UNE EN 50267-2-1



Reducida emisión de gases tóxicos  
EN 50305 ITC 3



Nula emisión de gases corrosivos  
UNE EN 50267-2-2



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a la abrasión



Resistencia a los golpes

Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20.000 h); -40 °C, +90 °C (30 años)

Tensión nominal: 0,6/1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).

Ensayo de tensión en corriente alterna 6 kV, 15 min.

Ensayo de tensión en corriente continua 10 kV, 15 min.W

**Ensayos de fuego:**

- No propagación de la llama: EN 60332-1; IEC 60332-1.
- Libre de halógenos: EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 ITC 3
- Baja emisión de humos opacos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2; pH 4,3; C 10 µS/mm.

**Resistencia a las condiciones climatológicas:**

- Resistencia al ozono: EN 50396, test B
- Resistencia a los rayos UVA: UL 1581 (xeno test), ISO 4892-2 (A method), HD 506/A1-2.4.20
- Resistencia a la absorción de agua: EN 60811-1-3

**Otros ensayos:**

- Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (EN 60811-1-4)  
Impacto (EN 50305)
- Dureza: 85 (DIN 53505)
- Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (EN 60811-2-1)
- Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 23 °C, ácido n-oxálico, hidróxido sódico (EN 60811-2-1)



## DESCRIPCIÓN

### CONDUCTOR

**Metal:** Cobre electrolítico, estañado.

**Flexibilidad:** Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 120 °C (20.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito.

### AISLAMIENTO

**Material:** Goma tipo EI6 según UNE-EN 50363-1 que confiere unas elevadas características eléctricas y mecánicas.


**PRYSMIAN**  
CABLES & SYSTEMS  
[www.prysmian.es](http://www.prysmian.es)

147

124

## Cableado

baja tensión

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

P-SUN sp

Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma diseño: **DKE/VDE AK 411.2.3**

## DESCRIPCIÓN

## CUBIERTA

**Material:** Mezcla cero halógenos tipo EM5 según UNE EN 50363-1

**Color:** Negro, rojo o azul

## APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

## SECCIONES DISPONIBLES EN STOCK \*

## SECCIONES DISPONIBLES

SECCIÓN	COLOR CABLE
1 x 4	AZ-NE-RO
1 x 6	AZ-NE-RO

\*Sujeto a modificaciones.

## Código de colores:

AZ-Azul; NE-Negro; RO-Rojo. Otras posibilidades, consultar.

## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

## DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de tensión V/A km (corriente continua)
1x1,5	1,6	4,9	33	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	5,2	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,9	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	6,5	77	3,39	59	6,74
1x10	3,9	8,3	134	1,95	82	4
1x16	5,4	10,1	198	1,24	110	2,51
1x25	6,4	11,4	290	0,795	140	1,59
1x35	7,5	12,9	394	0,565	174	1,15
1x50	9	14,9	549	0,393	210	0,85
1x70	10,8	17	756	0,277	269	0,59
1 x 95	12,6	16,8	930	0,210	327	0,42
1 x 120	14,3	19,4	1300	0,164	380	0,34
1 x 150	15,9	21,1	1500	0,132	438	0,27
1 x 185	17,5	23,5	1900	0,108	500	0,22
1 x 240	20,5	26,3	2300	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.  
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (Ver página 23).

## CÁLCULOS

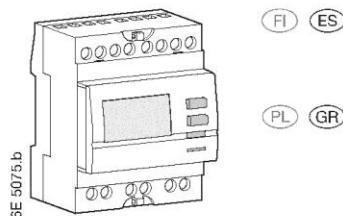
**Intensidades máximas admisibles:** Ver apartado A).

**Caidas de tensión:** Ver tabla E.2.

**Intensidades de cortocircuito máximas admisibles:** Ver tabla F.2.

NOTA: para accesorios de conexión del cable P-SUN SP ver conectores Tecplug en el apartado de accesorios para baja tensión.

## Contador



EC370, EC372

FI ES

PL GR

Contador de energía trifásico,  
medida vía TI de 50 a 6000A

### Instrucciones

#### Principio de funcionamiento

El contador de energía mide la energía activa consumida por un circuito eléctrico. Va equipado con un display que permite visualizar la energía consumida y la potencia. Dispone de un contador totalizador y un contador parcial con puesta a cero. El EC372 permite, además, repartir el consumo medido en dos tarifas diferentes.

#### Presentación

- (A) Display LCD.
- (B) Tecla "lectura" para visualizar valores.
- (C) Tecla "prog" para parametrizar el calibre del TI y el tipo de red.
- (D) Tecla reset para poner a cero el contador parcial.
- (E) LED metrológico (1 Wh = 10 impulsos).

#### Parámetros del contador

Los parámetros siguientes se deben realizar antes de la puesta en servicio del contador:

- Calibre del TI
- Tipo de instalación (mono o trifásica)
- Tipo de red trifásica (equilibrada o no equilibrada)

1. Para entrar en los parámetros, pulsación larga (3seg) sobre la tecla (C) "prog".
2. El parámetro del calibre del TI visualiza (100A). Con pulsaciones sucesivas sobre la tecla (B) "lectura" se muestran los diferentes valores para el TI (50, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 600, 800... 6000A).
3. Pulsar (C) para validar y pasar al siguiente parámetro.
4. El tipo de red (1L+N, 2L, 3L, 3L+N) se visualiza. Con pulsaciones sucesivas sobre (B) se muestran los diferentes valores.
5. Pulsar (C) para validar y pasar al siguiente parámetro.
6. Para instalaciones trifásicas, el tipo de instalación se visualiza "Equilibrada/No equilibrada" (B, Unb). Con pulsaciones sucesivas sobre (B) se muestran los diferentes valores.
7. Pulsar (C) para validar y pasar al siguiente parámetro.
8. Pulsación larga (3seg) sobre la tecla (C) para salir del modo parámetros.

#### Lectura de valores

Con pulsaciones sucesivas sobre (B) se muestran los diferentes valores. Por defecto, el contador visualiza la energía consumido con la tarifa en curso.

#### EC370:

- ① Primera pulsación: Se enciende la retro-iluminación del display. Consumo de energía activa total (kWh).
- ② Segunda pulsación: Consumo de energía activa parcial (kWh).
- ③ Tercera pulsación: Consumo de energía reactiva total (kVARh).
- ④ Cuarta pulsación: Consumo de energía reactiva parcial (kVARh).
- ⑤ Quinta pulsación: Potencia instantánea.

#### Especificaciones técnicas

##### Características metrológicas

- Clase de precisión B (1%) según EN50470-3
- LED metrológico:
  - 1 impulso = 0,1 Wh x relación de transformación TI, por ejemplo: En una instalación con TI 100/5A:
  - 1 impulso = 0,1 Wh x 20 = 2 Wh
- Corriente de arranque: 10mA
- Corriente de base: 5A
- Corriente máxima: 6A

##### Características técnicas

- Consumo: <0,6W y 2,8 VA por fase
- Alimentación: 230/400 V~ ± 15%

#### Remarque:

Para las instalaciones parametrizadas en "No equilibradas" conectar 1 TI por fase.  
Para las instalaciones parametrizadas en "Equilibradas" conectar un único TI en la fase 1.

#### EC372:

El EC372 detalla los consumos de energía activa totales y parciales por tarifa (T1 y T2) y total general (T)

#### Puesta a cero del contador parcial

- Pulsar la tecla (B) para visualizar la energía parcial.
  - Pulsación larga (>3seg) sobre la tecla reset (D)
- Los contadores parciales (energía activa y reactiva) se ponen a cero.

#### Nota:

La información **T23** en el display indica que la fase correspondiente (1,2,3) está bajo tensión.

#### Test de conexión y visualización de mensajes de error

Con el contador bajo tensión y el circuito a medir en carga.

Pulsación larga (> 3seg) sobre la tecla (B) para entrar en el modo test conexión.

Err 0 = ningún error.

Err 1 = inversión de conexión de T1

Err 2 = inversión de conexión de T2

Err 3 = inversión de conexión de T3

Err 4 = inversión de tensión entre V1 y V2

Err 5 = inversión de tensión entre V2 y V3

Err 6 = inversión de tensión entre V3 y V1

Err 7 = inversión entre V1 y N

Err 8 = inversión entre V2 y N

Err 9 = inversión entre V3 y N

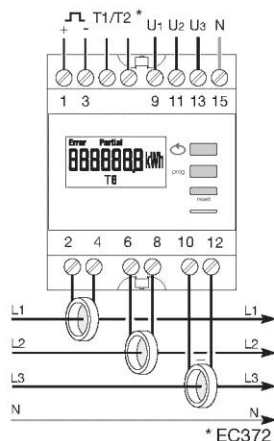
Pulsación larga (>3seg) sobre la tecla (B) para salir del modo test.

#### Importante

Esta función está disponible si el factor de potencia de la instalación está entre 0.6 y 1..

#### Note:

El sentido de conexión del TI no es tenido en cuenta por el contador de energía.  
La indicación **Err 1/Err 2/Err 3** es únicamente a título informativo.



\* EC372



Centro de transformación

Características  
según normativa UNE 21428

Transformadores en baño de aceite  
gama integral hasta 24 kV

3

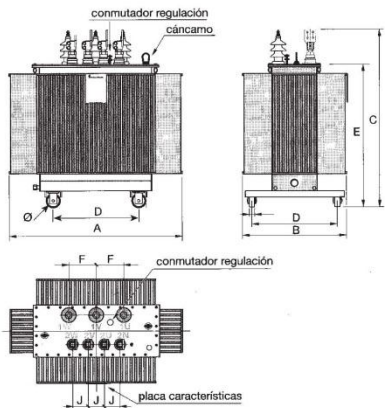
Características eléctricas para el material hasta 24 kV de aislamiento												
Potencia asignada (kVA)	50	100	160	250	400	630	800	1.000	1.250	1.600	2.000	2.500
Tensión primaria asignada	de 6 kV hasta límite máximo de 24 kV incluida regulación											
Tensión secundaria	B2	420 V										
Pérdidas (W)	en vacío	145	260	375	530	750	1.030	1.200	1.400	1.730	2.200	2.640
	por carga a 75 °C	1.100	1.750	2.350	3.250	4.600	6.500	8.340	10.500	13.210	17.000	21.220
Tensión de cortocircuito (%)		4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
Caída de tensión a plena carga	cos φ = 1	2,26	1,81	1,54	1,37	1,22	1,10	1,21	1,22	1,23	1,23	1,23
	cos φ = 0,8	3,77	3,57	3,43	3,33	3,25	3,18	4,46	4,47	4,48	4,48	4,47
Rendimiento	carga	cos φ = 1	97,55	98,03	98,33	98,51	98,68	98,82	98,82	98,82	98,81	98,82
	100%	cos φ = 0,8	96,98	97,55	97,92	98,15	98,36	98,53	98,53	98,53	98,52	98,53
	carga	cos φ = 1	98,00	98,37	98,61	98,76	98,90	99,02	99,03	99,04	99,03	99,04
	75%	cos φ = 0,8	97,52	97,97	98,26	98,45	98,63	98,78	98,79	98,80	98,79	98,80
	carga	cos φ = 1	98,35	98,62	98,81	98,94	99,06	99,16	99,19	99,20	99,20	99,21
	50%	cos φ = 0,8	97,94	98,29	98,52	98,68	98,83	98,96	98,98	99,00	99,00	99,02
	carga	cos φ = 1	98,32	98,54	98,71	98,84	98,97	99,10	99,15	99,18	99,19	99,21
	25%	cos φ = 0,8	97,91	98,19	98,40	98,55	98,72	98,87	98,94	98,98	98,99	99,02
Ruido dB (A)	potencia acústica Lwa	50	54	57	60	63	65	66	68	69	71	73

Estas características hacen referencia a transformadores con una sola tensión en primario y secundario. Otras tensiones bajo pedido.

Centro de transformación

Características  
(continuación)

Transformadores en baño de aceite  
gama integral hasta 24 kV



Dimensiones y pesos

Las dimensiones y pesos indicados en las tablas son valores indicativos para trans-  
formadores en baño de aceite, que corresponden a las características eléctricas  
descritas en la tabla anterior.

3

Dimensiones y pesos para el material hasta 24 kV  
de aislamiento –ONAN– según normativa UNE 21428

- Tensiones primarias:
- Monotensión hasta 24 kV incluida la regulación.
- Tensiones secundarias:
- Monotensión 420 V.

Potencia asignada (kVA)	50	100	160	250	400	630	800	1.000	1.250	1.600	2.000	2.500
A	900	1.060	1.180	1.005	1.094	1.444	1.509	1.894	1.774	1.894	2.004	2.200
B	540	670	790	899	924	959	1.019	1.024	1.174	1.174	1.334	1.350
C	1.220	1.270	1.360	1.386	1.551	1.651	1.776	1.757	1.920	2.005	1.995	2.185
D	520	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1.070
E	840	890	970	1.006	1.171	1.271	1.396	1.377	1.540	1.625	1.615	1.800
F	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
Ø	125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
Ancho llanta	40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
J	80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
Peso total (kg)	460	660	900	1.050	1.380	1.840	2.350	2.630	3.100	3.700	4.290	5.420
Volumen líquido (l)	120	170	240	268	339	439	598	598	847	980	1.099	1.279
Peso líquido (kg)	103	146	206	233	295	382	520	520	737	853	956	1.100
Peso desencubar (kg)	240	350	490	620	810	1.090	1.320	1.480	1.620	1.870	2.180	3.400

Para transformadores en baño de silicona (KNAN), consultar dimensiones y pesos.

Centro de transformación

3

Curvas de carga

Transformadores en baño de aceite  
gama integral hasta 24 kV

La norma UNE 20110 proporciona las curvas de carga que traducen la velocidad de reacción del transformador al cambio de carga para los distintos tipos de refrigeración. La clase térmica es única (clase A) y la constante de tiempo está relacionada con el modo de refrigeración (3 horas en ONAN). Las curvas que corresponden a los transformadores de distribución ONAN están en el anexo 3 (páginas 70 y 71 de la norma UNE 20110) para distintas temperaturas ambientes supuestas permanentes, lo que puede asimilarse a una temperatura ambiente media anual.

Por ejemplo, se puede necesitar determinar la carga que puede aplicarse a un transformador partiendo de las siguientes condiciones:  
tp = 2 horas  
σ<sub>a</sub> = 20 °C  
K1 = 0,8

Siendo:  
tp = la duración de la sobrecarga, expresada en horas.  
σ<sub>a</sub> = la temperatura ambiente.  
K1 = carga previa, en amperios, expresada como fracción de la corriente asignada.  
K2 = carga admisible, en amperios, expresada como fracción de la corriente asignada.

En la gráfica de la figura 2 se ha trazado una línea vertical desde el eje de abscisas K1 = 0,8 hasta su confluencia con la curva tp = 2 h, la línea horizontal trazada desde este punto hasta el eje de ordenadas, nos determina el valor K2 = 1,42. 1,42 veces la corriente asignada del transformador es la sobrecarga admisible durante 2 horas. Pasado este tiempo se restablecerá el régimen inicial de carga.

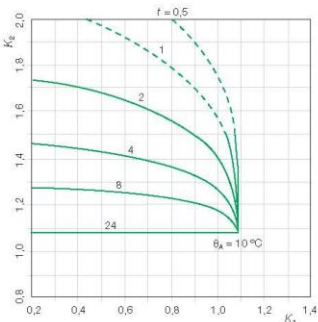


Fig. 1

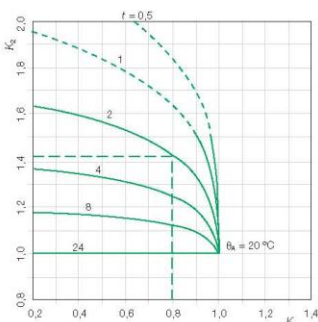


Fig. 2

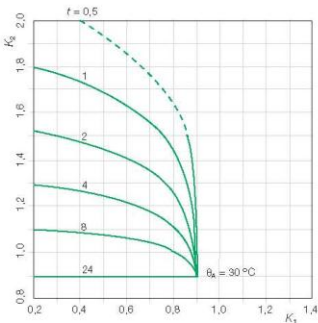


Fig. 3

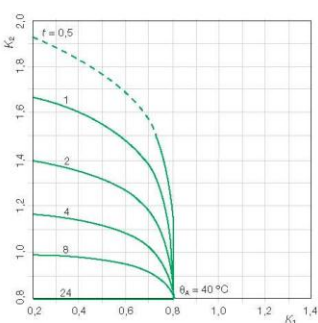


Fig. 4

Transformadores de distribución ONAN.  
Regímenes admisibles con una pérdida normal de vida.



## Centro de transformación

Información necesaria  
para el pedido

Para pasar un pedido, adjuntar a nuestros servicios comerciales una fotocopia de esta página debidamente rellenada en los espacios correspondientes.

3

Transformadores en baño de aceite  
gama integral hasta 24 kV

N.º unidades .....

Potencia ..... kVA

Normativa: ☐ UNE 21428Líquido aislante: ☐ Aceite  
☐ SiliconaRelación de transformación: ☐ AT 1: ..... kV ☐ BT 1: ..... V\*  
☐ AT 2: ..... kV ☐ BT 2: ..... V\*

\*Se entiende tensión en vacío entre fases.

En caso de doble AT, el transformador ☐ AT 1 ☐ Por conmutador  
saldrá conectado a: ☐ AT 2 ☐ Bornas bajo tapa\*

\*Opción por defecto.

En caso de doble BT: ☐ (k = 0,75)Grupo conexión: ☐ Según normasConmutador de regulación: ☐ ( $\pm 2,5 \pm 5$ )  
☐ ( $\pm 2,5, +5, +7,5$ )  
☐ ( $\pm 2,5, +5, +7,5, +10$ )

Bornas AT:

☐ Porcelana\*  
☐ Enchufables

Bornas BT:

☐ Porcelana\*  
☐ Pasabarras

\*Opción por defecto.

Accesorios:

☐ Relé de protección  
☐ Termómetro de esfera de 2 contactos  
☐ Caja cubrebornas AT  
☐ Caja cubrebornas BT  
☐ Caja cubrebornas AT/BT

## Centro de transformación

### Presentación



### Edificios prefabricados de hormigón serie EHC

La creciente necesidad por parte del usuario final de una mayor calidad en el centro de transformación ha llevado a Schneider Electric a desarrollar dos series de edificios prefabricados de hormigón con un proceso de producción innovador.

#### EHC - Edificio prefabricado de hormigón monobloque

Los edificios prefabricados de hormigón de la serie EHC han sido concebidos para ser montados enteramente en fábrica, permitiendo la instalación de toda la aparat-  
menta y accesorios que completan el centro; lo que permite garantizar la calidad de todo el conjunto (a excepción de la conexión de los cables de entrada y salida) en la misma unidad de producción.

La gama de la serie EHC está formada por ocho modelos diferentes en longitud (de 1.610 mm a 7.520 mm de longitud total), que permiten incluir todos los esquemas (con dos transformadores como máximo) habituales de distribución pública y un elevado número de esquemas de distribución privada (abonado).

Los prefabricados de hormigón que se ofrecen están diseñados para alojar en su interior las diferentes gamas de productos Schneider Electric:

- Celdas modulares y monobloque de 24 kV.
- Transformadores de 24 kV.
- Cuadros modulares de distribución en Baja Tensión, según RU 6302B.
- Cuadros de Baja Tensión de abonado.
- Cuadros de contadores.

Pudiendo ofrecer, para cada necesidad, una solución global, optimizada y garantizada con la calidad Schneider Electric de un centro de transformación en MT.

El acabado exterior se realiza con un revoco de pintura que ha sido especialmente escogida para integrar el prefabricado en el entorno que lo rodea; así como para garantizar una alta resistencia frente a los agentes atmosféricos.

#### Normativa

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Norma UNE-EN 61330.





## Centro de transformación

## Características

## Edificios prefabricados de hormigón serie EHC

Las características más importantes de la serie EHC son:

● **Compacidad (serie EHC)**

Realizar el montaje de un prefabricado EHC en la propia fábrica nos permite ofrecer:

- Calidad en origen.
- Reducción del tiempo de instalación.
- Soluciones llave en mano.
- Posibilidad de posteriores traslados.

● **Facilidad de instalación**

La innecesaria cimentación y el montaje en fábrica permiten asegurar una cómoda y fácil instalación.

● **Equipotencialidad**

La propia armadura de mallazo electrosoldado, gracias a un sistema de unión apropiado de los diferentes elementos (unidades modulares), garantiza una perfecta equipotencialidad de todo el prefabricado.

Como se indica en la UNE-EN 61330, las puertas y rejillas de ventilación no están conectadas al sistema equipotencial. Entre la armadura equipotencial, embebida en el hormigón, y las puertas y rejillas existe una resistencia eléctrica superior a 10.000 ohmios (UNE-EN 61330).

Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial es accesible desde el exterior.

● **Impermeabilidad**

Los techos están estudiados de forma que impiden las filtraciones y la acumulación de agua sobre ellos, desaguando directamente al exterior desde su perímetro.

● **Ventilación**

Las rejillas de ventilación están diseñadas y dispuestas adecuadamente para permitir la refrigeración natural de los transformadores (hasta 1.000 kVA), conforme al ensayo de ventilación de la UNE-EN 61330.

● **Grados de protección según IEC 60529**

El grado de protección de la parte exterior del edificio prefabricado es IP23D, excepto en las rejillas de ventilación donde el grado de protección es IP339.

● **Fabricación**

El material empleado en la fabricación de los prefabricados EHC es hormigón armado. Con una cuidada dosificación y el adecuado vibrado se consiguen unas características óptimas de resistencia característica (superior a 250 kg/cm<sup>2</sup>) y una perfecta impermeabilización.

5

## Ventilación forzada

Se ha previsto un sistema de ventilación forzada mediante la incorporación de extractores para aquellos en que no sea suficiente la ventilación natural.

## Extractor de Casals modelo "HA 24 M2 1/12"

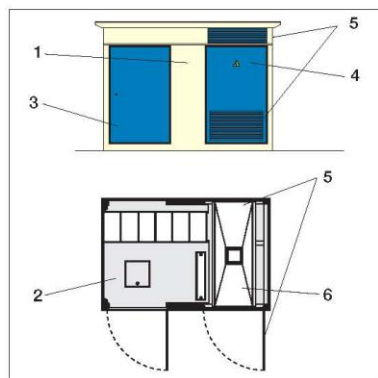
Tipo	Velocidad	Potencia máxima absorbida	Intensidad máxima Monof. 4 polos	Nivel presión sonora	Caudal máximo
	rpm	W	A	db (A)	m <sup>3</sup> /h
	2.870	60	0,60	65	2.100

Tabla de dimensiones y pesos de los prefabricados EHC

Serie EHC	EHC-1	EHC-2	EHC-3	EHC-4	EHC-5	EHC-6	EHC-7	EHC-8
Longitud total (mm)	1.610	3.220	3.760	4.830	5.370	6.440	6.980	7.520
Anchura total (mm)	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Altura total (mm)	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
Superficie ocupada (m <sup>2</sup> )	4,03	8,05	9,40	12,08	13,43	16,10	17,45	18,80
Volumen exterior (m <sup>3</sup> )	13,28	26,57	31,02	39,85	44,30	53,13	57,59	62,04
Longitud interior (mm)	1.490	3.100	3.640	4.710	5.250	6.320	6.860	7.400
Anchura interior (mm)	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240	2.240
Altura interior (mm)	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535	2.535
Superficie interior (m <sup>2</sup> )	3,34	6,94	8,15	10,55	11,76	14,16	15,37	16,58
Peso vacío (tm)	6,5	11	13	17	18	21	22	24

## Centro de transformación

### Componentes



1. Envolvente.
2. Suelo.
3. Puerta de peatón.
4. Puerta de transformador.
5. Rejillas de ventilación.
6. Cuba de recogida de aceite.

5

### Edificios prefabricados de hormigón serie EHC

#### ● Envolvente

La envolvente (base, paredes y techos) de hormigón armado se fabrica de tal manera que se carga sobre un camión como un solo bloque en la fábrica.

La envolvente está diseñada de tal forma que se garantiza una total impermeabilidad y equipotencialidad del conjunto, así como una elevada resistencia mecánica. El acabado exterior se realiza con un revoco de pintura beige rugosa (RAL 1014) que ha sido especialmente escogida para integrar el prefabricado en el entorno que lo rodea.

En la base de la envolvente van dispuestos, tanto en los laterales como en la solera, los orificios para la entrada de cables de Alta y Baja Tensión. Estos orificios son partes debilitadas del hormigón que se deberán romper (desde el interior del prefabricado) para realizar la acometida de cables.

#### ● Suelos

Están constituidos por elementos planos prefabricados de hormigón armado apoyados en un extremo, sobre la pared frontal, y en el otro extremo, sobre unos soportes metálicos en forma de U que constituyen los huecos que permiten la conexión de cables en las celdas. Los huecos que no quedan cubiertos por las celdas o cuadros eléctricos pueden taparse con unas placas fabricadas para tal efecto.

En la parte central se disponen unas placas de peso reducido, que permiten el acceso de personas a la parte inferior del prefabricado, a fin de facilitar las operaciones de conexión de los cables en las celdas, cuadros y transformadores.

#### ● Cuba de recogida de aceite

La cuba de recogida de aceite se integra en el propio diseño del edificio prefabricado. Con una capacidad de 760 litros, está diseñada para recoger en su interior el aceite del transformador sin que éste se derrame por la base.

Sobre la cuba se dispone una bandeja cortafuegos de acero galvanizado perforada y cubierta por grava.

#### ● Rejillas de ventilación

Las rejillas de ventilación de los edificios prefabricados EHC están fabricadas de chapa de acero galvanizado (acero inoxidable para la zona Canarias) sobre la que se aplica una película de pintura epoxy poliéster azul RAL 5003. El grado de protección para el que han sido diseñadas las rejillas es IP339.

Estas rejillas están diseñadas y dispuestas de manera que la circulación del aire, provocada por tiro natural, ventile eficazmente la sala de transformadores. Como base de diseño se han tomado los transformadores UNE 21428 de 1.000 kVA y el ensayo de calentamiento de la UNE-EN 61330.

Todas las rejillas de ventilación van provistas de una tela metálica mosquitera.

#### ● Puertas de acceso

Están constituidas en chapa de acero galvanizado (acero inoxidable para la zona Canarias) recubierta con pintura epoxy poliéster azul RAL 5003. Esta doble protección, galvanizado más pintura, las hace muy resistentes a la corrosión causada por los agentes atmosféricos.

Las puertas están abisagradas para que se puedan abatir 180° hacia el exterior, pudiendo mantenerlas en la posición de 90° con un retenedor metálico.

Las puertas frontales de peatón de la sala de celdas permiten una luz de acceso de 1.250 mm × 2.100 mm (anchura × altura), mientras que las puertas laterales (en opción) permiten una luz de acceso de 910 mm × 2.100 mm (anchura por altura).

Las puertas de acceso al transformador sólo se pueden abrir desde el interior mediante un dispositivo mecánico, existiendo, en opción, la posibilidad de colocar una cerradura para abrir desde el exterior. Las luces de acceso a la sala de transformadores son 1.250 mm × 2.100 mm (anchura × altura).

#### ● Mallas de protección de transformador

Unas rejas metálicas impiden el acceso directo a la zona del transformador desde el interior del prefabricado.

Opcionalmente esta malla de protección puede ser sustituida por un tabique separador metálico.

#### ● Malla de separación interior

Cuando haya áreas del centro de transformación con acceso restringido, se puede instalar una malla de separación metálica con puerta y cierre por llave.

Centro de transformación

Instalación

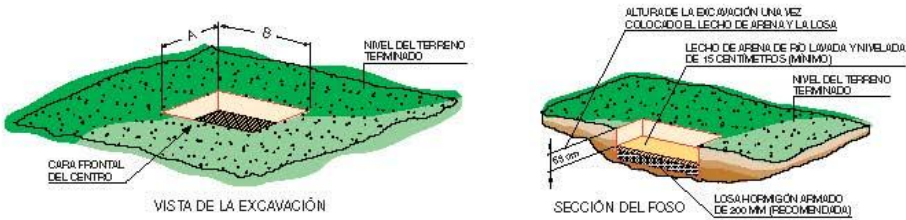
Edificios prefabricados de hormigón serie EHC

Para la instalación de los prefabricados de hormigón se requiere haber realizado previamente una excavación en el terreno de las dimensiones que se adjuntan. Se recomienda hacer una losa de hormigón armado cuando la resistencia del terreno sea inferior a 1 kg/cm² o en terrenos donde haya probabilidad de aparición de acuíferos. En el fondo de la excavación (exista o no solera cimentada) se debe disponer siempre de un lecho de arena lavada y nivelada de 150 mm de espesor mínimo. El montaje del prefabricado EHC se realiza en fábrica. Se deberá prever el fácil acceso de un camión de 31 tn de carga (caso más desfavorable) y una grúa para poder realizar la descarga sin presencia de obstáculos. En la figura 1 se muestra el espacio óptimo libre de obstáculos que hay que prever para poder instalar el edificio prefabricado totalmente montado.

En aquellos casos en los que no haya un fácil acceso, se ruega consultar. Una vez montado el edificio, deberá quedar de inmediato rodeado completamente de tierra hasta su cota de enterramiento para evitar que las aguas provenientes de lluvias muevan las arenas bajo el edificio y puedan provocar movimientos o fracturas en las piezas que sustentan dicho edificio.

Tabla de fosos para los edificios prefabricados EHC

Serie EHC	EHC-1	EHC-2	EHC-3	EHC-4	EHC-5	EHC-6	EHC-7	EHC-8
Foso (m)	A	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
	B	2,10	4,00	4,50	5,50	6,00	7,50	8,00



5

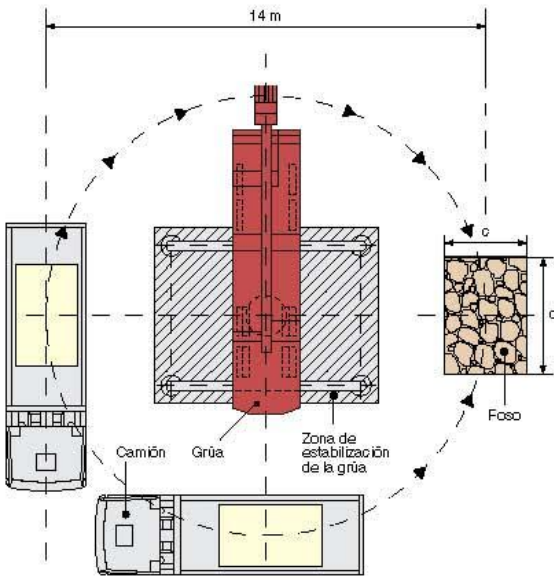


Figura 1





Protecciones

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

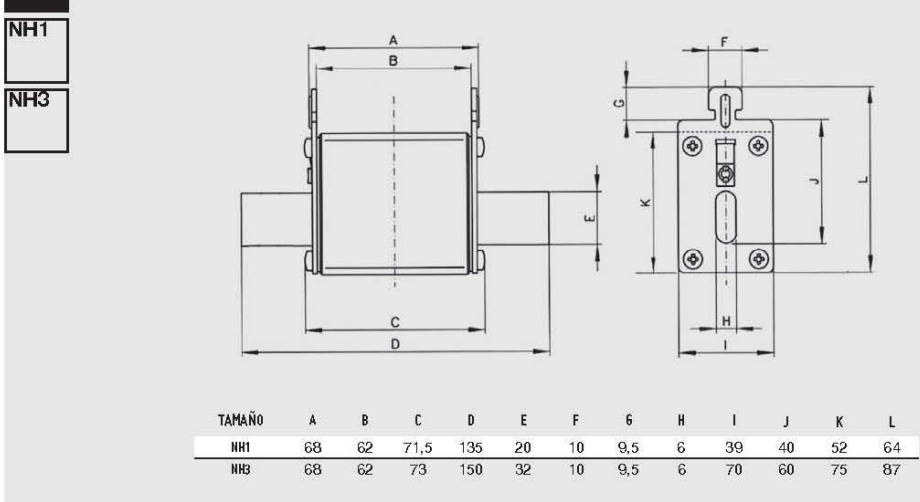
Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en los cuadros de segundo nivel de las instalaciones fotovoltaicas. La gama comprende cartuchos fusibles de talla NH1 con corrientes asignadas comprendidas entre 25A y 160A. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de 1,35 In. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las carcterísticas. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC.

www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/fusibles/nh/

	In (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
NH1	25	373210	30	3/30
	32	373215	30	3/30
	40	373225	30	3/30
	50	373230	30	3/30
	63	373235	30	3/30
	80	373240	30	3/30
	100	373245	30	3/30
	125	373250	30	3/30
	160	373255	30	3/30
NH3	200	373425	30	3/30
	250	373435	30	3/30
	315	373445	30	3/30



gPV FUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS DIMENSIONES



NORMAS  
IEC 60269-1  
IEC 60269-6

HOMOLOGACIONES  
UL  
TUV  
VDE

TECNICO  
CARACTERISTICAS T-I

TECNICO  
COEFICIENTE REDUCCION  
POR TEMPERATURA  
AMBIENTE

PAGINA 09

PAGINA 10

COMPATIBLE  
NH ST BASES PARA  
APLICACIONES  
FOTOVOLTAICAS

PAGINA 07

Protecciones

FOTOVOLTAICOS BASES PORTAFUSIBLES



**PMF**  
1000V  
DC  
**10x38**

**BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS**

DF ELECTRIC lanza al mercado una nueva base portafusible modular para instalaciones fotovoltaicas. La principal novedad que ofrecen es la tensión asignada de 1000 V DC. Están destinadas principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones hasta 1000 V DC. Bases portafusibles modulares para utilizar con fusibles cilíndricos talla 10x38 según norma IEC/EN 60269. Diseño compacto, de dimensiones reducidas, fabricadas con materiales de calidad. Contactos de cobre electrolítico plateados. Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura. Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea 2002/95/EC RoHS.

[www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/bases/bases-portafusibles/](http://www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/bases/bases-portafusibles/)

	POLOS	MODULOS	REFERENCIA	DESCRIPCION	In (A)	U (V DC)	EMBALAJE Unid./CAJA
<b>SIN INDICADOR</b>	1	1	481033	UNIPOLAR	32	1000	12/192
	2	2	481233	BIPOLAR	32	1000	6/96



481233

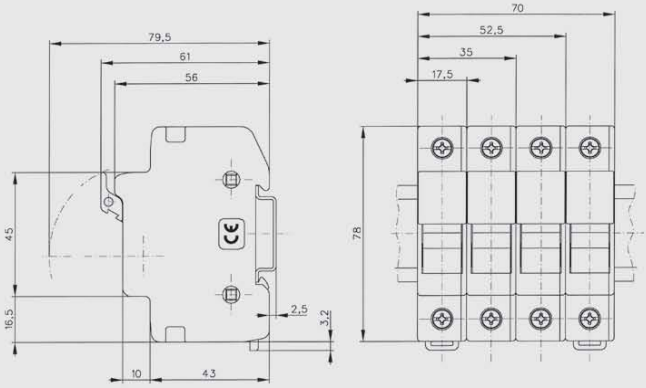
	POLOS	MODULOS	REFERENCIA	DESCRIPCION	In (A)	U (V DC)	EMBALAJE Unid./CAJA
<b>CON INDICADOR</b>	1	1	481033 I	UNIPOLAR	32	1000	12/192
	2	2	481233 I	BIPOLAR	32	1000	6/96



481033 I

TECNICO  
**PV**  
**BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS**  
DIMENSIONES

**10x38**



**NORMAS**  
IEC 60269-1  
IEC 60269-2  
IEC 60947-3  
EN 60269-1  
EN 60269-2  
EN 60947-3

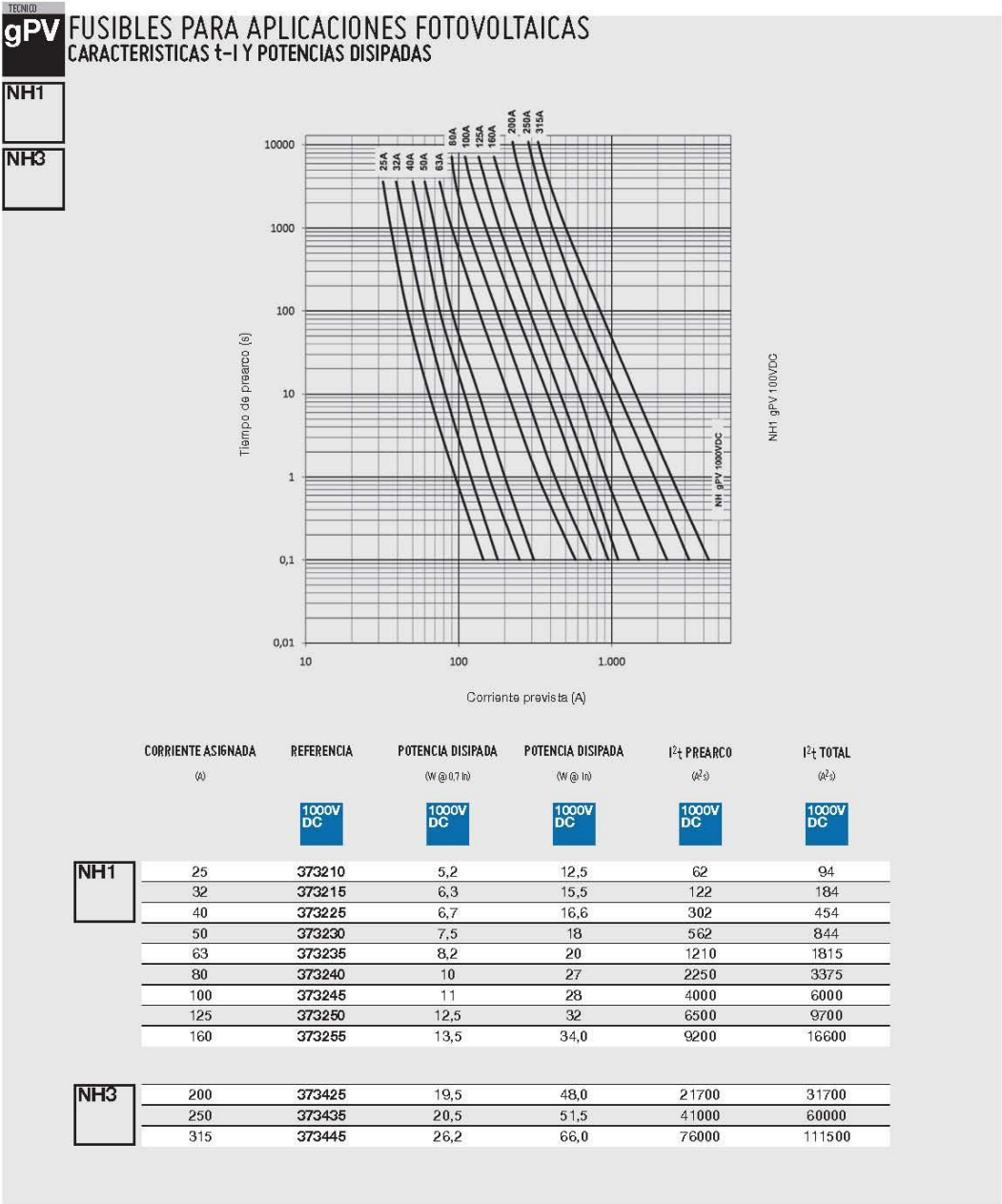
**HOMOLOGACIONES**  
TUV  
UL

**COMPATIBLE**  
PV FUSIBLES PARA  
APLICACIONES  
FOTOVOLTAICAS  
PAGINA 04

**COMPATIBLE**  
PERNOS DE CONEXION Y  
ACCESORIOS  
VER  
CILINDRICOS  
PAGINA 13

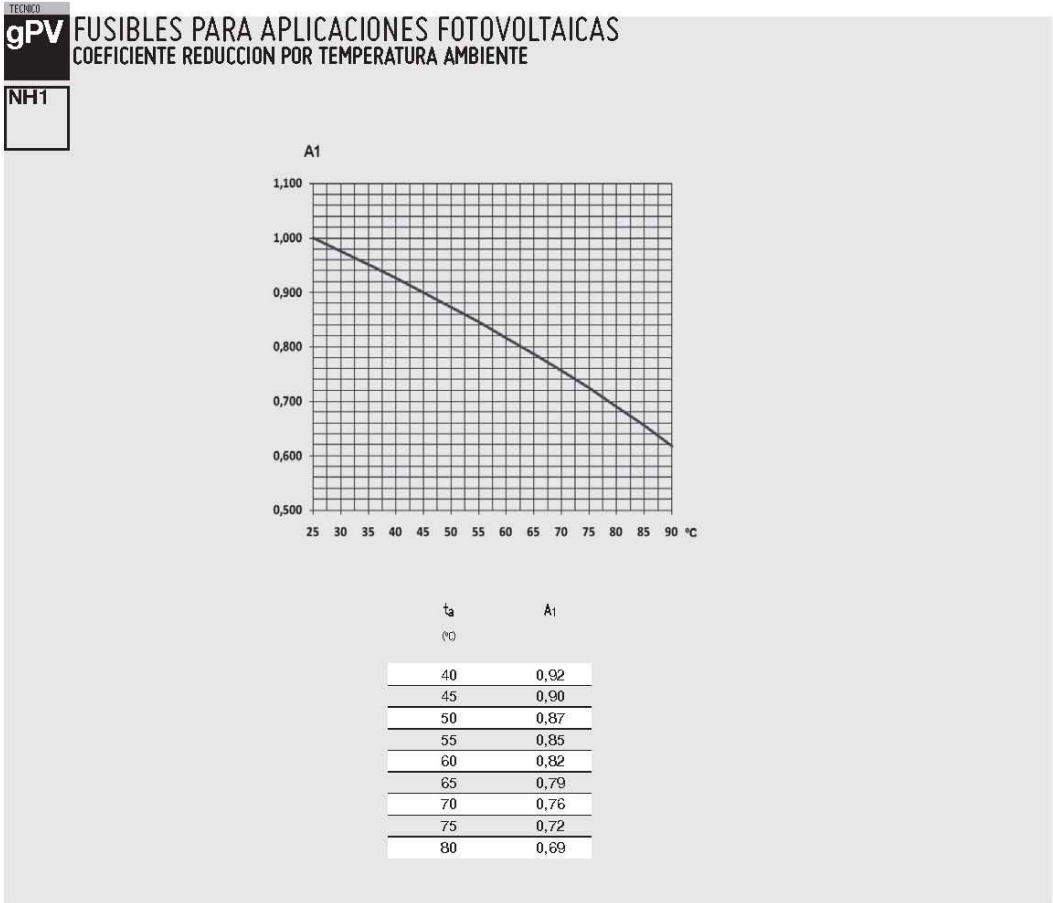
Protecciones

FOTOVOLTAICOS  
FUSIBLES



Protecciones

FOTOVOLTAICOS  
FUSIBLES



## Protecciones

Product data sheet  
Characteristics

## LV431619

NSX250NA 2P(3P); interruptor seccionado  
Compact

## Principal

Modelo de dispositivo	Compact NSX250NA
Nombre de interruptor seccionador	Compact NSX250NA
Número de polos	2P
Tipo de red	AC CC
Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
Intensidad asignada de empleo (Ie)	AC-22A: 250 A AC 50/60 Hz 220/240 V AC-22A: 250 A AC 50/60 Hz 380/415 V AC-22A: 250 A AC 50/60 Hz 440/480 V AC-22A: 250 A AC 50/60 Hz 480 V NEMA AB1 AC-22A: 250 A AC 50/60 Hz 500/525 V AC-22A: 250 A AC 50/60 Hz 660/690 V AC-23A: 250 A AC 50/60 Hz 220/240 V AC-23A: 250 A AC 50/60 Hz 380/415 V AC-23A: 250 A AC 50/60 Hz 440/480 V AC-23A: 250 A AC 50/60 Hz 480 V NEMA AB1 AC-23A: 250 A AC 50/60 Hz 500/525 V AC-23A: 250 A AC 50/60 Hz 660/690 V DC-22A: 250 A CC 250 V 1 polo DC-22A: 250 A CC 500 V 2 polos en serie DC-23A: 250 A CC 250 V 1 polo DC-23A: 250 A CC 500 V 2 polos en serie
Tensión asignada de aislamiento	800 V AC 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-3
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	8 kV de acuerdo con IEC 60947-3
[Ith] Intensidad térmica convencional	250 A ( 60 °C )
[Icm] Poder de cierre de cortocircuito	330 kA con interruptor automático protección ascendente 4,9 kA interruptor seccionador solo
Tensión asignada de empleo	690 V AC 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-3
Tipo de poder de corte	NA
Idoneidad para el seccionamiento	Sí de acuerdo con EN 60947-3 Sí de acuerdo con IEC 60947-3
Indicación de contacto positivo	Sí
Ruptura visible	No
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60664-1

## Complementario

Tipo de control	Palanca de conmutación
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Placa posterior
Conexión superior	Panel
Conexión inferior	Panel
[Icw] Intensidad de corta duración admisible	1,35 kA ( 20 s ) de acuerdo con IEC 60947-3 3,5 kA ( 1 s ) de acuerdo con IEC 60947-3 3,5 kA ( 3 s ) de acuerdo con IEC 60947-3
Endurancia mecánica	20000 cycles de acuerdo con IEC 60947-3

The information provided in this documentation contains general descriptions and/or technical characteristics of the products contained herein. This documentation is not intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific user applications. It is the duty of any such user or integrator to perform the appropriate and complete risk analysis, evaluation and testing of the products with respect to the relevant specific application or use thereof. Neither Schneider Electric Industries SAS nor any of its affiliates or subsidiaries shall be responsible or liable for misuse of the information contained herein.

## Protecciones

Endurancia eléctrica	AC-22A: 10000 cycles 250 V CC In/2 (1 polo) de acuerdo con IEC 60947-3 AC-22A: 15000 cycles 440 V AC 50/60 Hz In/2 de acuerdo con IEC 60947-3 AC-22A: 30000 cycles 690 V AC 50/60 Hz In de acuerdo con IEC 60947-3 AC-22A: 5000 cycles 500 V CC En (2 polos en serie) de acuerdo con IEC 60947-3 AC-22A: 6000 cycles 690 V AC 50/60 Hz In/2 de acuerdo con IEC 60947-3 AC-22A: 7500 cycles 440 V AC 50/60 Hz In de acuerdo con IEC 60947-3 AC-23A: 10000 cycles 250 V CC In/2 (1 polo) de acuerdo con IEC 60947-3 AC-23A: 15000 cycles 440 V AC 50/60 Hz In/2 de acuerdo con IEC 60947-3 AC-23A: 30000 cycles 690 V AC 50/60 Hz In de acuerdo con IEC 60947-3 AC-23A: 5000 cycles 500 V CC En (2 polos en serie) de acuerdo con IEC 60947-3 AC-23A: 6000 cycles 690 V AC 50/60 Hz In/2 de acuerdo con IEC 60947-3 AC-23A: 7500 cycles 440 V AC 50/60 Hz In de acuerdo con IEC 60947-3
Paso interpolar	35 mm
Alto	161 mm
Ancho	105 mm
Fondo	86 mm
Peso del producto	1.8 kg

### Entorno

Normas	EN 60947-2 IEC 60947-2 NEMA AB1 UL 508
Certificados de producto	CSA UL
Grado de protección IP	IP40 de acuerdo con IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 de acuerdo con IEC 62262
Tipo de protección desc. eléct.	Clase II
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-55...85 °C